

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Tesis previa a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
“OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN EN BASE A SU CARGABILIDAD”**

**AUTOR:
JAIME SANTIAGO CAJAS ARCOS**

**DIRECTOR:
DIEGO ANIBAL ARIAS CAZCO**

Quito, Febrero del 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Santiago Cajas Arcos autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 20 de Febrero del 2015

Santiago Cajas Arcos

CC: 171592794-1

AUTOR

CERTIFICA

Yo, Ing. Diego Aníbal Arias Cazco certifico haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del presente proyecto de tesis, así como el trabajo relacionado con el tema “Optimización del dimensionamiento de transformadores de distribución en base a su cargabilidad” realizada por el Sr. Santiago Cajas Arcos, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 28 de Febrero del 2015

Ing. Diego Aníbal Arias Cazco

DIRECTOR

DEDICATORIA

Santiago Cajas Arcos

A Dios quien inspiró mi espíritu y lleno de fuerzas para la conclusión de esta tesis.

Con todo mi cariño para mis padres, quienes siempre me apoyaron a culminar mis estudios superiores, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba, a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento:

Mi familia.

Gracias a esas personas importantes, que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda, con todo mi cariño ésta tesis se las dedico a ustedes:

Compañeros de trabajo

Novia

Amigos

AGRADECIMIENTO

Santiago Cajas Arcos

Debo agradecer de manera especial y sincera al Ing. Diego Aníbal Arias Cazco por aceptar ser mi tutor. Su apoyo, confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas han sido un aporte invaluable, no solamente en el desarrollo de este proyecto de tesis, sino también en mi formación como investigador.

A la Universidad Politécnica Salesiana y en especial a la Carrera de Ingeniería Eléctrica por su apoyo para facilitar el desarrollo de éste proyecto de tesis.

TABLA DE CONTENIDO

PÁG.

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	II
CERTIFICA	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN	IX
INTRODUCCIÓN	XI
CAPITULO I	1
1 Marco teórico	1
1.1 Sistema de distribución eléctrica en el Ecuador	1
1.1.1 Introducción	1
1.1.2 Sistemas de distribución	1
1.1.3 Sector eléctrico	2
1.1.4 Empresas eléctricas distribuidoras del Ecuador	3
1.2 Pérdidas en Sistemas de distribución eléctrica	3
1.2.1 Pérdidas variables	4
1.2.2 Pérdidas Fijas	4
1.2.3 Pérdidas no técnicas (Pérdidas comerciales).....	5
1.2.4 Pérdidas en las empresas eléctricas de distribución	5
1.2.5 Pérdidas técnicas de energía.....	7
1.2.6 Pérdidas técnicas en transformadores de distribución	8
1.3 Cargabilidad en transformadores de distribución	13
1.3.1 Demanda máxima	13
1.3.2 Demanda diversificada.....	14
1.3.3 Demanda máxima diversificada	14
1.3.4 Duración de la curva de carga	15
1.3.5 Demanda máxima no-coincidente.....	15
1.3.6 Demanda de diseño DD	15
1.3.7 Factor de diversidad.....	15
1.3.8 Factor de demanda	16
1.3.9 Factor de utilización	17
1.3.10 Carga diversificada.....	17
1.4 Dimensionamiento de transformadores en Redes de distribución	18
1.4.1 Pasos para la selección del transformador por el método tradicional usado en las empresas distribuidoras del país	19
1.4.2 Pasos para el dimensionamiento mínimo del transformador - método propuesto.	20
1.4.3 Dimensionamiento óptimo de transformadores de distribución.....	21
CAPITULO II	24
2 Metodología de Análisis	24
2.1 Metodología propuesta	24
2.1.1 Principios sobre curvas de carga y ciclos equivalentes.....	24
2.1.2 Contexto general: Metodología de VAD.	25
2.1.3 Problema específico determinación de un parque óptimo de transformadores para una empresa modelo de distribución.	28
2.1.4 Selección de capacidad de transformadores.....	29

2.2	Variables que intervienen.....	30
2.2.1	Determinación de costos de inversión en los transformadores de distribución.	30
2.2.2	Factor de carga y factor de pérdidas	35
2.3	Optimización de la capacidad del transformador	37
2.3.1	Minimización de costos de inversión.....	37
2.3.2	Minimización de costos de Pérdidas.....	40
2.3.3	Función Objetivo.....	41
2.4	Restricción en el problema	47
2.4.1	Introducción:	47
2.4.2	Optimización con restricciones	47
CAPITULO III		49
3	Simulación y caso de estudio	49
3.1	Definir escenarios de simulación.....	49
3.1.1	Criterios preliminares	49
3.1.2	Clasificación de los consumidores	49
3.1.3	Optimización de MatLab.....	51
3.2	Escenario 1	51
3.2.1	Simulación caso 1	51
3.2.2	Simulación caso 2	52
3.2.3	Simulación caso 3	52
3.3	Escenario 2	53
3.3.1	Simulación caso 1	53
3.3.2	Simulación caso 2	53
3.3.3	Simulación caso 3	54
3.4	Escenario 3	55
3.4.1	Simulación caso 1	55
3.4.2	Simulación caso 2	55
3.4.3	Simulación caso 3	56
CAPITULO IV		57
4	Análisis de resultados.....	57
4.1	Análisis de resultados.....	57
4.2	Comparación con el método tradicional de las empresas distribuidoras ...	57
4.2.1	Cálculo método tradicional. Ejemplo.....	57
4.2.2	Cálculo método propuesto. Ejemplo	58
4.2.3	Comparación de resultados obtenidos	59
4.3	Análisis de sensibilidad	60
CONCLUSIONES.....		61
RECOMENDACIONES		63
BIBLIOGRAFIA.....		64
ANEXO		66

ÍNDICE DE FIGURAS	Pg.
Figura 1.1 Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW).	15
Figura 1.2 Máxima eficiencia en un transformador de distribución.....	20
Figura 1.3 Ciclo de carga equivalente.....	22
Figura 1.4 Punto óptimo financiero de carga en los transformadores para una red dada.....	23
Figura 2.1 Curva de Ciclos de carga equivalente	25
Figura 2.2 Etapas de la metodología del VAD (Valor agregado de distribución)	27
Figura 2.3 Evaluación de la capacidad económica de transformadores tipo aéreo radial.....	30
Figura 2.4 Curva para la determinación de factor B (N).....	43
Figura 2.5 Descripción de restricciones para ejemplo de optimización.....	46

ÍNDICE DE TABLAS	Pg.
Tabla 1.1 Pérdidas anuales de Energía Eléctrica en los Sistemas de Distribución.....	6
Tabla 1.2 Balance de Energía en Sistemas de Distribución.....	7
Tabla 1.3 Pérdidas de Energía en transformadores de distribución de las empresas eléctricas.....	8
Tabla 1.4 Transformadores trifásicos 15 a 2 000 kVA Clase medio voltaje < 25kV Clase bajo voltaje < 1,2 referidos a 85° C.....	14
Tabla 2.1 Transformadores monofásicos, capacidad y costos USD.....	38
Tabla 2.2 Transformadores trifásicos, capacidad y costos USD.....	39
Tabla 3.1 Tipos de uso de suelo	48
Tabla 3.2 Estratos de consumo.....	49

RESUMEN

“OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE A SU CARGABILIDAD”

Santiago Cajas Arcos

Santiagocajas28@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen— Los transformadores de distribución son equipos tan críticos dentro de un sistema eléctrico, resultará fundamental disponer de las herramientas necesarias para poder gestionar de manera eficiente la cargabilidad de estos equipos. El dimensionamiento de los transformadores de una red deberá buscar alcanzar el mayor compromiso técnico y económico, para ello será necesario analizar detenidamente las cargas que deberá asumir un transformador (tanto en condiciones normales de funcionamiento de una red como ante contingencias) así como su capacidad para asumir sobrecargas sin deteriorarse.

Este proyecto se enfoca se basa en la cargabilidad de los transformadores de distribución optimizando su capacidad de energía. Adicional hay que considerar la planificación de los sistemas de distribución, los cambios del uso de suelo y factores que involucran un cambio e incremento en la demanda.

Con esta información, establecemos los primeros alcances que se basan en analizar nuevos métodos de cálculo para el dimensionamiento óptimo de transformadores. Las empresas eléctricas del Ecuador requieren nuevas metodologías de análisis aplicables al sistema de distribución con el fin de optimizar el dimensionamiento de los transformadores considerando las restricciones operativas del problema y una planificación óptima.

La calidad de energía es un parámetro que no puede pasar desapercibido y por ello en los transformadores de distribución las pérdidas técnicas son mayores mientras mayor es el tamaño del equipo. Al seleccionar de manera óptima el

equipo considerando los márgenes de sobrecarga que soporta estos equipos durante un tiempo preestablecido, se está reduciendo las pérdidas técnicas por disponer un transformador más pequeño.

Índice de Términos— Demanda media – máxima y de diseño, cargabilidad, optimización – función objetivo, pérdidas fijas y variables, factor de carga, factor de pérdidas, costos – dólares / kVA.

ABSTRACT

“OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS BASED ON YOUR CHARGEABILITY”

Santiago Cajas Arcos
Santiagocajas28@gmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Abstract— This project is based on the chargeability of distribution transformers, optimizing its energy capacity. Must be considered, planning distribution systems, changes in land use and factors involving a change and increased electrical demand. Power companies of Ecuador require new analysis methodologies applicable to the distribution system in order to optimize the sizing of distribution transformers considering the operational constraints of the problem and optimal planning. The power quality is a parameter that cannot go unnoticed and therefore in the distribution transformers technical losses are greater the larger the size of the team. When selecting equipment optimally considering the margins of overload in these teams for a preset time, it is reducing technical losses by having a smaller transformer

Introducción: Las empresas eléctricas del Ecuador requieren nuevas metodologías de análisis aplicables al sistema de distribución con el fin de optimizar el dimensionamiento de los transformadores considerando las restricciones operativas del problema y una planificación óptima.

La calidad de energía es un parámetro que no puede pasar desapercibido y por ello en los transformadores de distribución las pérdidas técnicas son mayores mientras mayor es el tamaño del equipo.

Índice de Términos— Demanda media – máxima y de diseño, pérdidas fijas y variables, factor de carga, factor de pérdidas, costos – dólares / kVA.

INTRODUCCIÓN

Las empresas distribuidoras cada vez hacen el esfuerzo por reducir las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución, con el fin de disminuir costos operativos y de inversión. Una parte de las pérdidas técnicas, y de la inversión en sistemas de distribución se encuentra en el sobre-dimensionamiento de los transformadores de distribución.

Las empresas eléctricas en Latinoamérica sustentan una realidad que la cargabilidad de los transformadores (carga media) se encuentra por debajo del 20%, lo cual indica una pobre explotación del transformador de distribución como activo fijo, llevando a una sobre-inversión del equipo.

Por otro lado, la demanda eléctrica está atravesando cambios drásticos con la incorporación de nuevos consumos (cocinas de inducción) y tecnologías (cargadores de autos eléctricos) y las empresas eléctricas distribuidoras del Ecuador han actualizado sus normativas eléctricas, aplicando nuevos factores y metodologías de cálculo de la demanda de diseño, pero aún se tienen la incertidumbre si los transformadores realmente están siendo explotados en su capacidad operativa.

CAPITULO I

1 Marco teórico

1.1 Sistema de distribución eléctrica en el Ecuador

1.1.1 Introducción

En este capítulo se describe las principales características del sistema de distribución eléctrica en el Ecuador específicamente en sus empresas eléctricas. Los sistemas de distribución incluyen todos los elementos de transporte de energía eléctrica comprendidos entre las subestaciones primarias, donde la transmisión de potencia se reduce a niveles de distribución.

Los sistemas de distribución reciben la energía eléctrica que proviene de la red de Subtransmisión y la conducen hasta el punto de conexión de los consumidores.

1.1.2 Sistemas de distribución

Los Sistemas de Distribución tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, a través de los elementos que conforman la red de distribución.

Los principales elementos de los sistemas de distribución son:

- a) Red primaria
- b) Red secundaria
- c) Transformadores de distribución
- d) Acometidas

Planear los sistemas de distribución, es encontrar para un horizonte de tiempo, la configuración que garantice la atención de la demanda al menor costo posible, teniendo en cuenta criterios de calidad, continuidad y confiabilidad.

Para lograr una adecuada planeación, se considera la ubicación de nuevos elementos y la reubicación y repotenciación de elementos existentes [1].

Las empresas distribuidoras, para atender la demanda eléctrica de los clientes de su área de concesión, deben adquirir la energía mediante la compra por Contratos, en el Mercado Eléctrico Mayorista, y proveerse empleando la red de transporte (subestaciones y líneas de transmisión de CELECTRANSELECTRIC), o por abastecimiento con generación propia (en sistemas de distribución no incorporados al Sistema Nacional de Transmisión, SNT) [2].

1.1.3 Sector eléctrico

El Sector Eléctrico a diciembre de 2008, estaba constituido por 19 agentes generadores (8 de capital privado y 11 con participación del Estado), 1 transmisor, 20 distribuidoras (18 distribuidoras incorporadas al Sistema Nacional Interconectado –S.N.I. y 2 no incorporadas), constituidas como sociedades anónimas, siendo los principales accionistas: el Fondo de Solidaridad, Municipios, Consejos Provinciales, otras entidades públicas y accionistas particulares con bajos porcentajes [3].

El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-, dentro de las funciones establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, analiza sistemáticamente la situación y perspectivas del sector eléctrico ecuatoriano, evaluando la variación de la demanda de energía eléctrica del país, realizando el seguimiento de la operación del sistema y de la ejecución de los proyectos; recopilando, procesando e informando al país sobre la estadística eléctrica nacional.

Similar tratamiento de parte del CONELEC tiene la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), que se constituyó por la fusión de las empresas generadoras Hidropaute S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A., Hidroagoyán S.A. y la transmisora Transelectric S.A., las

seis empresas pasan a convertirse en unidades estratégicas de negocio [3].

1.1.4 Empresas eléctricas distribuidoras del Ecuador

El servicio de distribución de energía eléctrica ha sido concesionado por el CONELEC a 11 empresas eléctricas; estas empresas están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

Las empresas de distribución de energía eléctrica son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) que está conformada por diez Gerencias Regionales [2].

1.2 Pérdidas en Sistemas de distribución eléctrica.

La inadecuada planeación de estos sistemas de distribución conlleva a la instalación de elementos sobredimensionados que presentan elevados costos de inversión y/o subdimensionados que pueden ocasionar problemas operativos como bajos voltajes, altos niveles de pérdidas, y congestionamiento de líneas y transformadores, entre otros [1].

Las pérdidas en sistemas de distribución eléctrica son consecuencias inevitables de la distribución de energía entre las subestaciones de la zona y los consumidores. Las pérdidas no proporcionan ingresos para las empresas eléctricas y son a menudo uno de los factores de control al evaluar las estrategias de planificación y de operación. Las empresas de distribución eléctrica se preocupan por la reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución de acuerdo con el nivel estándar. El nivel de pérdidas estará influenciada por un número de factores, técnicos y operativos, tales como la configuración de red, características de carga, subestaciones en servicio y calidad de la energía requerida. Es importante controlar estos factores por los incentivos adecuados y así optimizar el nivel de pérdidas [4].

Las pérdidas en las redes de distribución se pueden desglosar en las **pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas**.

Las pérdidas técnicas forman parte de las pérdidas variables y pérdidas fijas.

1.2.1 Pérdidas variables

Las pérdidas variables son proporcionales al cuadrado de la corriente, es decir, dependiendo de la potencia distribuida en toda la red. Ellos se refieren a menudo como pérdidas en el cobre que se producen principalmente en las líneas, cables y piezas de cobre de los transformadores. Pérdidas variables pueden ser reducidos por:

- El aumento del área de la sección transversal de líneas y cables para una carga dada;
- La reconfiguración de la red, por ejemplo, proporcionar líneas más directas y / o más cortos a donde la demanda se encuentra.
- Gestión de la demanda para reducir los picos en la red de distribución.
- Equilibrar las cargas en las tres fases de la red de distribución.
- Animar o alentar a los clientes a mejorar sus factores de potencia; y
- La ubicación de las centrales generadoras deben ser lo más cerca posible a la demanda [4].

1.2.2 Pérdidas Fijas

Las pérdidas fijas se producen principalmente en los núcleos de los transformadores y toman la forma de calor y el ruido, siempre y cuando el transformador está energizado. Estas pérdidas no varían con la potencia transmitida a través del transformador y se pueden reducir mediante el uso de alta - calidad de la materia prima en el núcleo (por ejemplo, acero especial o núcleos de hierro amorfos sufren pérdidas más bajas). Otra forma de reducir

las pérdidas fijas es desconectar los transformadores que operan a la baja demanda. Por supuesto, esto depende de la configuración de red que permite al operador cambiar algunas cargas a otras fuentes en la red de distribución [4].

1.2.3 Pérdidas no técnicas (Pérdidas comerciales)

Las pérdidas no técnicas forman parte de las unidades que se entregan y consumen, pero por alguna razón no se registran como ventas. Ellos se atribuyen a la dosificación de los errores, la instalación incorrecta del medidor, errores de facturación, de extracción ilegal de la electricidad. El uso de contadores electrónicos ayudará a reducir esas pérdidas ya que la precisión es alta. Además, los incentivos y la obligación de los participantes deben ser lo más correcta posible para reducir la abstracción ilegal de electricidad.

La reducción de las pérdidas puede tener un valor añadido al coste de los gastos de capital. Esto, por otra parte, ayudará a reducir la cantidad de la producción de electricidad necesaria para satisfacer la demanda, y esto tendrá beneficios más amplios. Por lo tanto, se produce la necesidad del comercio directo entre el costo de los gastos de capital y los beneficios obtenidos de la reducción de pérdidas. Para hacer eso, las pérdidas se deben estimar con la mayor precisión posible [4].

1.2.4 Pérdidas en las empresas eléctricas de distribución

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución eléctrica son los principales problemas que presentan las empresas eléctricas.

Las pérdidas de energía eléctrica están conformadas, por la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición o facturación a los consumidores finales. La no facturación de energía eléctrica se da en consumidores que se proveen de electricidad en forma ilegal.

Pérdidas anuales de Energía Eléctrica en los Sistemas de Distribución (GWh)								
Año	Energía Disponible Sistema	Pérdidas Sistema	Pérdidas Sistema (%)	Variación (%)	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas	Pérdidas No Técnicas (%)
1999	9.749,34	2.031,04	20,83%		897,29	9,20%	1.133,75	11,63%
2000	10.080,41	2.206,27	21,89%	1,05%	932,06	9,25%	1.274,21	12,64%
2001	10.463,11	2.334,09	22,31%	0,42%	1.092,77	10,44%	1.241,32	11,86%
2002	10.899,09	2.453,62	22,51%	0,20%	1.042,70	9,57%	1.410,92	12,95%
2003	11.505,78	2.633,41	22,89%	0,38%	1.140,91	9,92%	1.492,50	12,97%
2004	12.305,57	2.831,31	23,01%	0,12%	1.282,43	10,42%	1.548,88	12,59%
2005	13.057,02	2.971,72	22,76%	-0,25%	1.321,50	10,12%	1.650,22	12,64%
2006	13.791,48	3.069,01	22,25%	-0,51%	1.292,83	9,37%	1.776,18	12,88%
2007	14.427,72	3.089,83	21,42%	-0,84%	1.335,65	9,26%	1.754,18	12,16%
2008	15.259,58	2.993,08	19,61%	-1,80%	1.421,21	9,31%	1.571,87	10,30%
2009	15.948,67	2.735,15	17,15%	-2,46%	1.494,90	9,37%	1.240,25	7,78%

Tabla 1.1. Pérdidas anuales de Energía Eléctrica en los Sistemas de Distribución (GWh).¹

Del total de la energía disponible (17.882,88 GWh), los sistemas de distribución de CNEL tuvieron una participación de 6.221 GWh (34,79%), de los cuales, 1.413,69 GWh corresponden a pérdidas de energía.

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	67,81	-	59,24	8,57	12,64	8,65	(0,08)
	CNEL-EI Oro	749,12	-	612,15	136,97	18,28	70,56	66,41
	CNEL-Esmeraldas	451,16	3,58	332,59	114,99	25,49	56,30	58,69
	CNEL-Los Ríos	343,44	-	236,27	107,17	31,20	42,35	64,82
	CNEL-Manabí	1.392,44	2,55	982,26	407,62	29,27	174,15	233,48
	CNEL-Milagro	600,61	2,28	460,51	137,82	22,95	48,76	89,06
	CNEL-Sta. Elena	449,25	0,93	372,04	76,28	16,98	44,80	31,48
	CNEL-Sto. Domingo	437,10	8,30	382,39	46,42	10,62	40,31	6,11
	CNEL-Sucumbios	211,55	-	164,38	47,18	22,30	28,37	18,81
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	10,72	1.177,13	330,68	21,78	182,44	148,24
Total CNEL		6.221,00	28,37	4.778,95	1.413,69	22,72	696,69	717,00
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	502,93	2,23	461,38	39,32	7,82	33,21	6,11
	E.E. Azogues	97,20	-	92,30	4,90	5,04	3,87	1,03
	E.E. Centro Sur	838,98	2,24	780,09	56,65	6,75	47,98	8,67
	E.E. Cotopaxi	446,52	69,01	345,97	31,54	7,06	16,58	14,96
	E.E. Galápagos	35,23	-	32,52	2,71	7,69	1,84	0,87
	E.E. Norte	520,95	10,89	459,76	50,30	9,66	26,64	23,65
	E.E. Quito	3.814,23	146,01	3.410,72	257,50	6,75	256,44	1,06
	E.E. Riobamba	285,34	-	251,50	33,84	11,86	24,32	9,52
	E.E. Sur	270,12	0,33	241,26	28,53	10,56	23,52	5,02
	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	58,60	4.076,69	715,10	14,74	429,85	285,24
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	289,31	10.152,18	1.220,39	10,46	864,25	356,13
TOTAL NACIONAL		17.882,88	317,68	14.931,12	2.634,08	14,73	1.560,95	1.073,13

Tabla 1.2. Balance de Energía en Sistemas de Distribución.²

¹ Fuente: CONELEC, Estadísticas Sector eléctrico ecuatoriano, pág. 205
Autor: CONELEC

Del total de la energía disponible (17.882.88 GWh), los sistemas de las empresas eléctricas tuvieron una participación de 11.661,88 GWh (65,21%), de los cuales, 1.220,39 GWh corresponden a pérdidas de energía.

1.2.5 Pérdidas técnicas de energía

La diferencia de la energía que ingresa y la energía que se factura es igual a las pérdidas técnicas que se producen en el recorrido que realiza la energía eléctrica, esta hipótesis será verdadera, siempre y cuando se logre facturar toda la energía destinada al usuario final.

Las pérdidas técnicas de energía representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Además, se incluyen las pérdidas en los núcleos de los transformadores y en las bobinas de voltaje de los medidores de energía, que no dependen de la magnitud de la corriente.

En el análisis de un sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos de medio y bajo voltaje y a los subsistemas:

- Sistemas de Subtransmisión
- Redes primarias
- Transformadores de distribución

² Fuente: CONELEC, Resumen Estadísticas Sector eléctrico ecuatoriano, pág. 46.
Autor: CONELEC

- Redes secundarias
- Alumbrado público

EMPRESA	Pérdidas en Transformadores (GWh)	Pérdidas en Transformadores (%)
1. Ambato	7.80	19.56
2. Azogues	0.91	18.80
3. Centro Sur	13.39	30.53
4. CNEL-Bolívar	1.59	15.45
5. CNEL-EI Oro	10.11	7.85
6. CNEL-Esmeraldas	9.28	8.29
7. CNEL-Guayas-Los Ríos	27.54	8.33
8. CNEL-Los Ríos	6.97	8.42
9. CNEL-Manabí	31.36	6.80
10. CNEL-Milagro	9.23	7.65
11. CNEL-Santa Elena	8.94	12.79
12. CNEL-Santo Domingo	13.26	25.81
13. CNEL-Sucumbíos	5.32	11.30
14. Cotopaxi	3.99	13.35
15. Eléctrica de Guayaquil	120.70	14.54
16. Galápagos	0.40	16.81
17. Norte	7.04	14.67
18. Quito	53.74	21.21
19. Riobamba	4.98	13.22
20. Sur	7.01	24.44
TOTAL	343.56	

Tabla 1.3. Pérdidas de Energía en transformadores de distribución de las empresas eléctricas. ³

1.2.6 Pérdidas técnicas en transformadores de distribución

Todos los transformadores asocian tanto pérdidas en el hierro como en el cobre. Las pérdidas en el hierro se producen permanentemente, mientras el transformador esté energizado y por lo tanto son independientes de la carga del transformador, éstas dependen del voltaje y de la frecuencia de operación.

³ Fuente: CONELEC, Distribución de Energía, Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, año 2010.
Autor: CONELEC

Los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro se incrementan a medida que aumenta la capacidad del transformador. Sin embargo el aumento en las pérdidas en el hierro es proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación [5].

POTENCIA NOMINAL (kVA)	I_o (% de I_n)	P_o (W)	P_c (W)	P_t (W)	U_{zn} (%)
15	4,4	80	313	393	3,0
30	3,6	134	514	648	3,0
45	3,6	182	711	893	3,0
50	3,4	197	776	973	3,0
60	3,2	225	903	1 128	3,5
75	2,6	266	1 094	1 360	3,5
100	2,6	330	1 393	1 723	3,5
112,5	2,6	361	1 539	1 900	3,5
125	2,6	390	1 682	2 072	3,5
150	2,4	447	1 959	2 406	4,0
160	2,5	486	2 211	2 697	4,0
200	2,1	569	2 630	3 199	4,0
225	2,1	618	2 892	3 510	4,0
250	2,1	666	3 153	3 819	4,0
300	2,0	758	3 677	4 435	4,5
350	2,0	846	4 200	5 046	4,5
400	1,9	930	4 730	5 660	4,5
500	1,7	1 090	5 770	6 860	5,0
630	1,6	1 284	7 170	8 454	5,0
750	1,6	1 453	8 386	9 839	5,0
800	1,6	1 521	8 909	10 430	5,0
1 000	1,6	1 782	11 138	12 920	5,0
1 250	1,5	2 088	13 454	15 542	6,0
1 500	1,5	2 395	15 770	18 165	6,0
1 600	1,5	2 518	16 696	19 214	6,0
2 000	1,5	3 009	20 402	23 411	6,0

TABLA 1.4. Transformadores trifásicos 15 a 2 000 kVA Clase medio voltaje < 25kV Clase bajo voltaje < 1,2 referidos a 85° C. ⁴

1.2.6.1 Pérdidas en el hierro

Las pérdidas en el hierro son conocidas como Pérdidas en vacío o Pérdidas fijas, se producen producto de la magnetización del núcleo. La magnetización

⁴ Fuente: Norma técnica ecuatoriana INEN, Norma NTE INEN 2115:2004. Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito.

Autor: Norma técnica ecuatoriana INEN.

del núcleo presente en los transformadores de distribución genera pérdidas por el efecto del campo magnético variable.

Las pérdidas en el hierro son independientes de la carga, pero dependientes del material con que esté construido el núcleo. Dentro de estas pérdidas tenemos a las pérdidas por histéresis o por corrientes parasitas o de Eddy.

Las pérdidas en el hierro se producirán siempre que el transformador este energizado, independiente de la carga instalada pero dependiente del voltaje de operación.

En los transformadores de distribución las pérdidas en el núcleo aumentan con relación a la capacidad del transformador [6].

- **Pérdidas por histéresis:** Están relacionadas directamente con la memoria del material magnético con que está construido el núcleo del transformador, debido a cambios de ciclo en la dirección de flujo magnético en el acero, son la tendencia que tiene el material de conservar imanación o a oponerse a una variación de esta imanación. Con este fenómeno la fuerza electromotriz sufre una variación debido al sometimiento del material a **campos** magnéticos cíclicos.

$$P_{HISTERESIS} = n \times B^{1.6} \times f \times 10^{-6} \quad (\text{ec. 1.1})$$

n= Coeficiente de Steinmetz del material

B=Densidad de flujo máximo

f=Frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético.

- **Pérdidas por Corrientes Parásitas o Corrientes de Eddy:** Estas pérdidas son producto de las pequeñas corrientes circulantes en el núcleo ferro magnético del transformador.

$$P_{PARASITAS} = 2.2 \times f^2 \times B \times e^2 \times 10^{-11} \quad (\text{ec. 1.2})$$

f=Frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético

e= Espesor de las láminas del material

B=Densidad de flujo máximo

1.2.6.2 Pérdidas en el cobre

Las pérdidas en el cobre de un transformador, están dadas por el efecto Joule, es decir por las pérdidas que inducen las corrientes que atraviesan el cobre de los devanados.

Estas pérdidas dependen del nivel de carga que existe en el transformador durante su operación, al circular corriente se produce calentamiento en el material [6].

$$P_{cu} = (I_1^2 \times R_1) + (I_2^2 \times R_2) \quad (\text{ec. 1.3})$$

La ecuación descrita define a las pérdidas en el cobre como la suma de las potencias Pérdidas en los bobinados de un transformador, donde:

P_{CU}=Pérdidas en los bobinados del transformador

I₁ =Intensidad en el bobinado primario

I₂ =Intensidad en el bobinado secundario

R₁ =Intensidad en el bobinado primario

R₂ =Intensidad en el bobinado secundario

1.2.6.3 Pérdidas totales en un transformador de distribución ante variaciones de carga

Las pérdidas totales en un transformador de distribución ante la variación de carga se producen Pérdidas en el hierro y en el cobre. Al mantener las pérdidas de hierro constantes y variar las pérdidas en el cobre y la carga del transformador de distribución se encuentra que a menores pérdidas en el cobre en condiciones nominales de operación las pérdidas totales se reducen.

1.2.6.4 Pérdidas en un transformador de distribución por sobredimensionamiento

La reglamentación y normalización técnica ecuatoriana ha generado la acentuación de un enfoque que brinde mejores condiciones de seguridad para las personas y el medio ambiente.

El cálculo y diseño de las instalaciones internas residenciales y comerciales acorde a las normas de distribución de las Empresa Eléctricas en el país, incrementan la seguridad minimizando los riesgos de origen eléctrico, pero aumenta el dimensionado del sistema incurriendo en un sobredimensionado del transformador de distribución, este sobredimensionamiento acrecienta las pérdidas eléctricas y en consecuencia las pérdidas económicas.

Los transformadores de distribución y las acometidas en los sectores residencial y comercial se deben utilizar parámetros que relacionen la capacidad instalada con los hábitos de consumo estimados o condiciones reales de explotación y operación del sistema de distribución de energía eléctrica, siendo una inversión óptima para las empresas de eléctricas distribuidoras y clientes.

Las pérdidas en transformadores no son despreciables, por lo cual, es importante considerar su magnitud al seleccionar los transformadores del sistema de distribución, las pérdidas totales en cargas de un transformador son iguales a las pérdidas en el hierro (pérdidas en vacío) más las pérdidas en el cobre. Además, el elegir un transformador sobredimensionado, presenta un

costo por encima del que en realidad se necesita, más costos de transporte, ubicación, mantenimiento, etc [7].

1.3 Cargabilidad en transformadores de distribución

Un transformador de distribución puede proveer de servicio a uno o más clientes. Sin embargo, los picos, valles y demanda máxima serán diferentes para cada cliente [8].

La duración de la vida de un transformador se encuentra muy vinculada con la cargabilidad de ese transformador, partiendo que la vida útil de un transformador se puede asimilar a la vida de su aislamiento sólido (principalmente el papel) [9].

Los parámetros más importantes y de mayor influencia en la cargabilidad de un transformador son los siguientes:

- Nivel de potencia y tamaño del transformador.
- Tipo de aislamiento celulósico del transformador.
- Tipo de refrigeración.
- Condiciones ambientales.
- Otros aspectos relacionados con el estado del transformador.

1.3.1 Demanda máxima

Es la carga máxima que se suministra a un circuito eléctrico durante un período determinado de tiempo.

La demanda máxima (DM) representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas operando al mismo tiempo. La demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo [8].

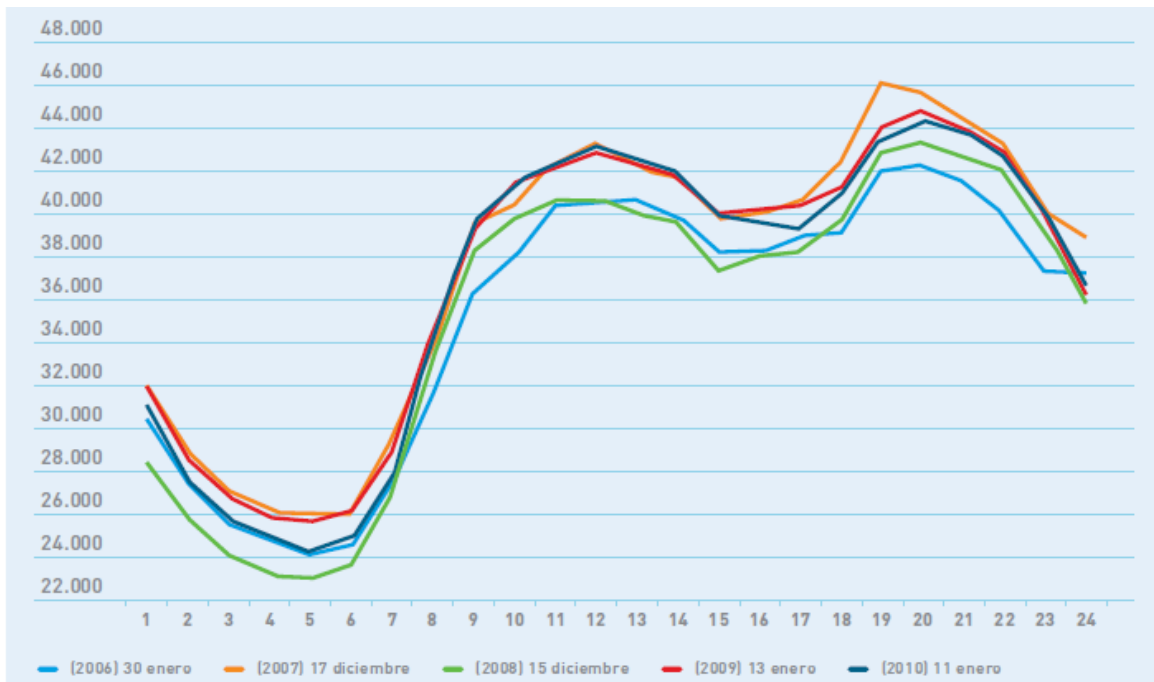


FIGURA 1.1. Curvas de carga de los días de máxima demanda de potencia media horaria (MW).⁵

1.3.2 Demanda diversificada

Es la relación entre la suma de las demandas individuales del conjunto de cargas en un tiempo entre el número de cargas. Es decir, se asume que el mismo transformador de distribución sirve a los cuatro clientes. La suma de las cuatro demandas para cada intervalo tiempo es la “demanda diversificada” para el grupo en que el intervalo de tiempo, y en este caso el transformador de distribución.

1.3.3 Demanda máxima diversificada

La demanda máxima diversificada representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas operando al mismo tiempo, es decir, la demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo.

⁵ Fuente: CONELEC
Autor: CONELEC

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i(ta)}}{n} \quad (\text{ec. 1.4})$$

Donde:

D_{div} : Demanda diversificada del conjunto de cargas en el instante ta

$D_{i(ta)}$: Demanda de la carga i en el instante ta ($i=1,2,\dots, n$)

1.3.4 Duración de la curva de carga

Una curva de carga puede ser desarrollada para el transformador al servicio de los cuatro clientes. Teniendo en orden descendiente, la demanda en kW del transformador desarrolla la duración de la curva de carga.

1.3.5 Demanda máxima no-coincidente

Es la suma de demandas máximas en un intervalo de tiempo de los clientes individuales.

1.3.6 Demanda de diseño DD

Expresada en kVA, permite el dimensionamiento de los elementos de la red eléctrica de distribución y el cómputo de la caída de tensión. Para el dimensionamiento se consideran los valores de la demanda de diseño proyectados para los siguientes períodos [10]:

- Red primaria 15 años
- Centro de transformación y circuitos secundarios 10 años

1.3.7 Factor de diversidad

Factor de diversidad (F_{div}) es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del conjunto de cargas o dicho de otra manera es el Relación de la máxima demanda no-coincidente de un

grupo de clientes para la demanda máxima diversificada del grupo. Además, dicho factor se refiere a dos o más cargas separadas o al complejo de todas las cargas que forman parte de un sistema eléctrico.

La idea entre la F_{div} es que cuando la demanda máxima de los clientes son conocidos, entonces la máxima demanda diversificada de un grupo de clientes pueden ser computarizados. Estos pueden ser valores diferentes de F_{div} para diferentes números de clientes. El valor computarizado podría ser fácilmente aplicado para los cuatro clientes.

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n DM}{DM_{cc}} \quad (\text{ec. 1.5})$$

Donde:

DM: Demandas máximas individuales

DM_{cc}: Demanda máxima del conjunto de la carga

1.3.8 Factor de demanda

El factor de demanda puede ser definido para un cliente individual. El factor de demanda en un intervalo de un sistema de distribución o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada.

El factor de demanda da una indicación del porcentaje de los dispositivos eléctricos cuando se produce la demanda máxima.

$$FD = \frac{DM}{P_{ins}} \quad (\text{ec. 1.6})$$

Donde:

FD: Factor de demanda del sistema

DM: Demanda máxima del sistema en un intervalo de tiempo (W)

Pins: Carga total instalada en el sistema (W)

1.3.9 Factor de utilización

El factor de utilización da una indicación de cómo la capacidad de un dispositivo eléctrico está siendo utilizado.

El factor de utilización de un sistema de distribución es la relación entre demanda máxima y la carga total conectada o capacidad del sistema de distribución.

$$Fu = \frac{DM}{C_{SD}} \quad (\text{ec. 1.7})$$

Donde:

Fu: Factor de utilización del sistema

DM: Demanda máxima del sistema en un intervalo de tiempo (W)

C_{SD}: Capacidad nominal del sistema de distribución

La Demanda máxima DM del sistema en un intervalo de tiempo (W) es la potencia medida en el pico mayor de la curva de carga.

El factor de utilización Fu es un valor adimensional que indica el estado de carga del transformador en la hora de máxima demanda (hora pico).

1.3.10 Carga diversificada

La carga diversificada es definida como la diferencia entre la demanda máxima no-coincidente y la demanda máxima diversificada [8].

1.4 Dimensionamiento de transformadores en Redes de distribución

Este trabajo responde a la necesidad de optimizar las inversiones en el ámbito de la distribución eléctrica, en cuanto a los transformadores de distribución.

Como antecedente y motivación se tiene que en la gran mayoría de las empresas eléctricas del Ecuador, la actual demanda máxima de potencia a nivel de los transformadores de distribución viene representando no más del 30% de la capacidad instalada en esta etapa funcional.

Para determinar la capacidad de los transformadores en proyectos de vivienda, se aplicarán las tablas del cálculo de transformadores por número de clientes según estrato socioeconómico, la cual ya incluye: la carga propia del cliente, la carga de servicios comunes y las cargas especiales tal como los locales comerciales, entidades públicas, etc [11].

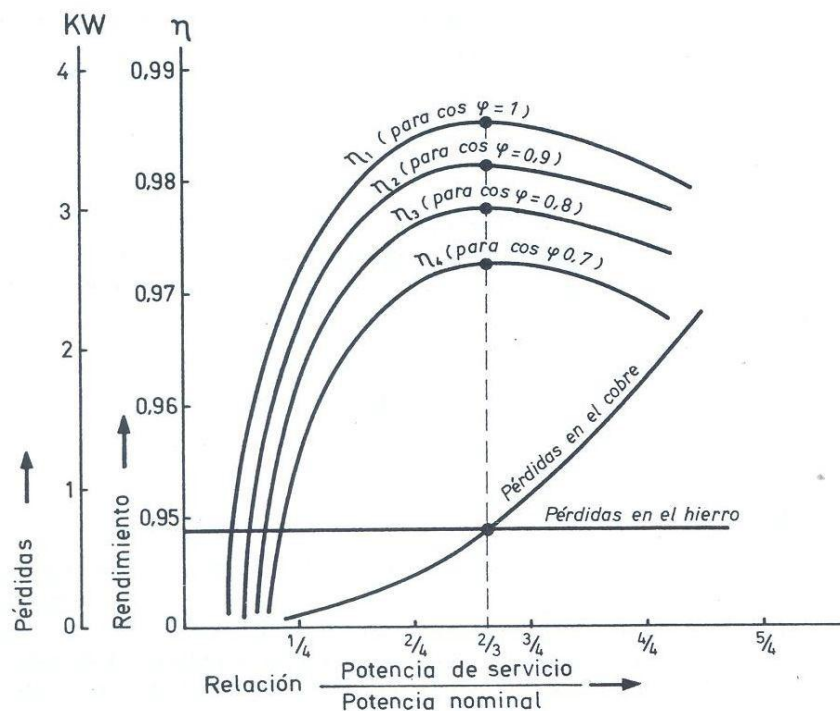


FIGURA 1.2: Máxima eficiencia en un transformador de distribución⁶

⁶ Fuente: Curso de transformadores y motores de inducción, Enríquez Harper
Autor: Enríquez Harper.

En las tablas de selección, el transformador asociado a un determinado número de clientes ya tiene implícito el consumo propio de cada uno de los clientes según estrato socioeconómico en el cual han sido clasificados.

1.4.1 Pasos para la selección del transformador por el método tradicional usado en las empresas distribuidoras del país

Las empresas eléctricas distribuidoras del país utilizan un método simple basado en el número de usuarios y el estrato socioeconómico. Para conocer los valores de carga instalada y demanda máxima unitarias para usuarios residenciales se basan en las tablas descritas en las normas para sistemas de distribución tomo A – Guía de diseño [12].

- 1) Establecer el número de clientes y estrato socioeconómico del proyecto.
- 2) Establecer la carga de servicios comunes y/o cargas especiales, calculado a criterio del diseñador.
- 3) Calcular la carga de servicios comunes y cargas especiales por cliente.
- 4) Calcular la demanda máxima unitaria
- 5) Sumar el valor de las cargas de servicios comunes y especiales con el valor de la demanda máxima diversificada.
- 6) Con este último valor calcular las pérdidas técnicas que es el 3.6% para usuarios residenciales y 1.1% para usuarios comerciales del valor de demanda máxima unitaria.
- 7) Con el transformador se puede sobrecargar el 20%, al valor total de demanda máxima multiplicarlo para 1.2, y ese valor será el de la capacidad de carga final del transformador [12].

1.4.2 Pasos para el dimensionamiento mínimo del transformador - método propuesto.

Se propone el siguiente procedimiento:

- a) Disponer de una curva característica de carga actual (real o característica del tipo de usuario o del estrato). Definir sus 2 ciclos equivalentes.
- b) Determinar el valor RMS de la curva de carga con base en el consumo actual de kWh (real o planeado) del usuario.
- c) Proyectar, a no más allá de 5 años, la curva de carga y la demanda en kWh asociada según un factor de crecimiento anual estimado. Esto se hace factible por las características de protección del tipo de Transformador de distribución que se propone utilizar, el cual asocia conceptos de Gerencia de Carga, por las incertidumbres típicas de proyectar más allá del horizonte de corto plazo y por el principio de Gerencia de Activos.
- d) Definir el tamaño mínimo de acuerdo con el valor eficaz de la curva proyectada de demanda o con la Demanda de Energía proyectada (*figura 1.3 - curva color rojo*).

Los pasos anteriores llevan a definir un tamaño mínimo. Este transformador estará cargado dentro de 5 años al 100% [7].

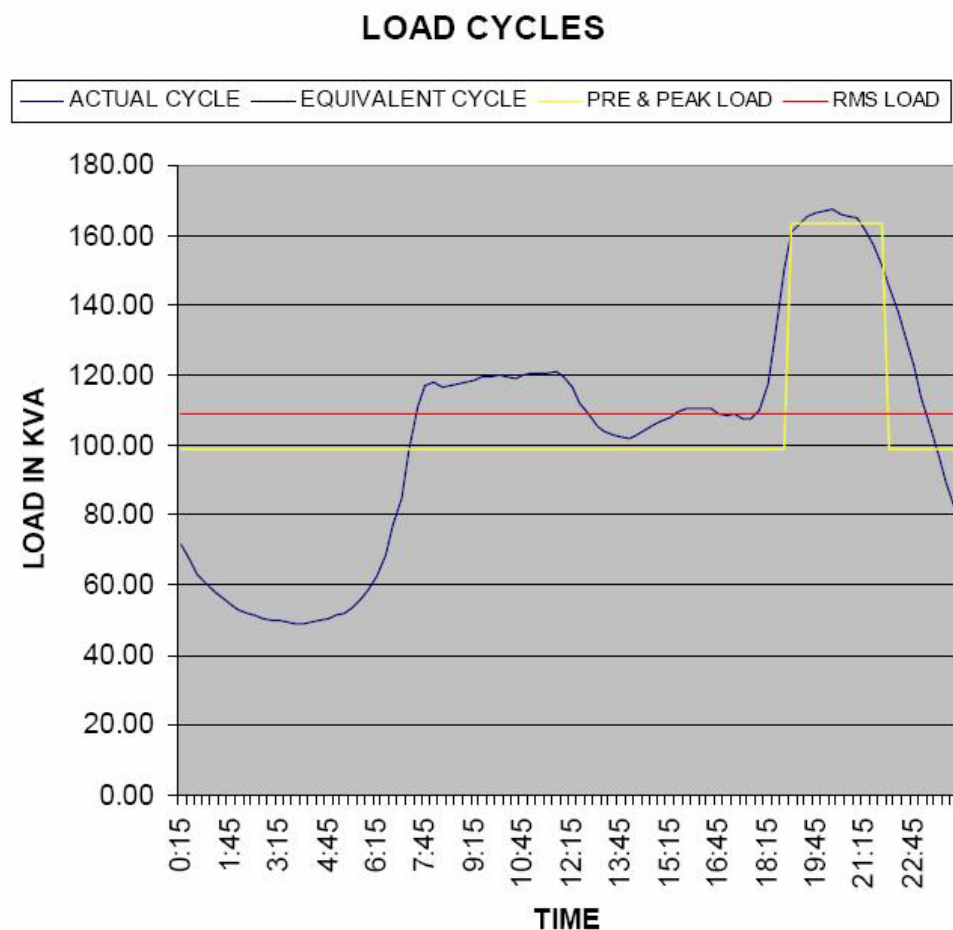


FIGURA 1.3. Ciclo de carga equivalente⁷

1.4.3 Dimensionamiento óptimo de transformadores de distribución

En el dimensionamiento mínimo del transformador aparecen interrogantes como si esos son los puntos de explotación óptimos para el transformador y la red, o que vida útil tendremos asociada con ese forma de dimensionamiento. Por lo tanto es necesario realizar el dimensionamiento desde la óptica del punto óptimo técnico económico para una red dada.

Conociendo el número de transformadores totales instalados en una red dada,

⁷ Fuente: Paper - Nueva visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoaméricas.

Autor: Orlando Giraldo, Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica, Pereira, Colombia.

sus potencias medias, su Carga media (o en su defecto el consumo en kWh), sus costos y sus pérdidas más las variables de análisis financiero como vida útil, tasa de retorno, costo del kWh. y la tasa de incremento de la demanda.

Con esta información siempre se construirá la gráfica indicada en la Fig. 1.4 en la cual se registra el costo total operativo a valor presente de los transformadores en la red (costo de activos fijos más costo capitalizado de pérdidas) versus la Carga media y se define la Carga media para costo mínimo operativo.

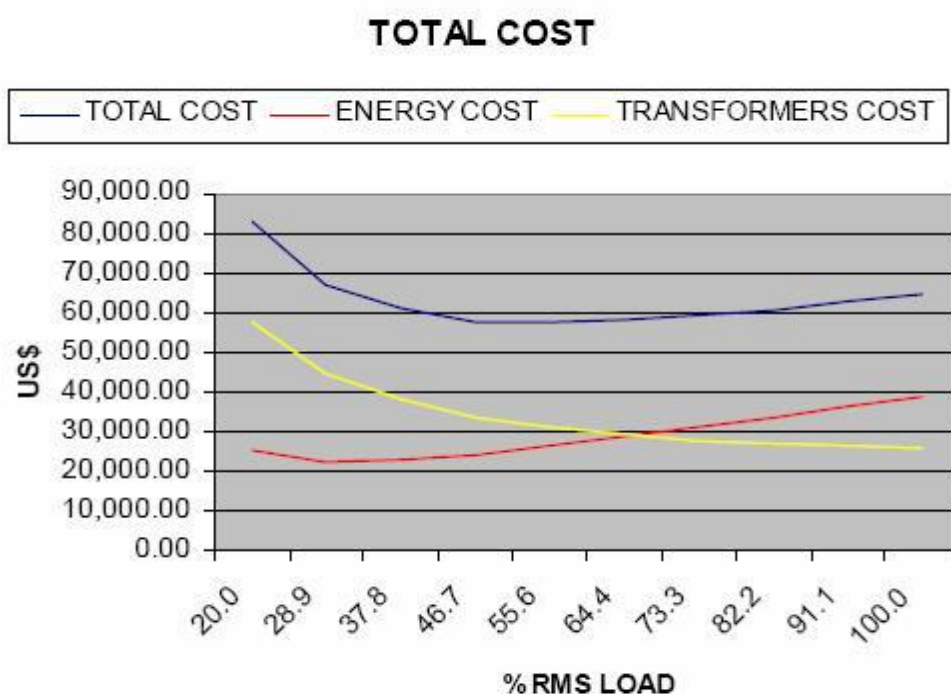


FIGURA 1.4. Punto óptimo financiero de carga en los transformadores para una red dada. ⁸

Para las pérdidas y costos de kVA típicos que encontramos en las redes Latinoamericanas, el costo mínimo operativo se encuentra para Carga media entre 50% y 75% de la capacidad nominal de los Transformadores de

⁸ Fuente: Paper - Nueva visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoamericanas.

Autor: Orlando Giraldo.

Distribución. Se sabe que el punto óptimo de carga media en una red es aquel en el cual el transformador promedio de esa red presenta un costo capitalizado de sus pérdidas energéticas en el hierro igual al costo capitalizado de sus pérdidas energéticas en los devanados [7].

Para completar nuestro proceso de dimensionamiento llevamos el Transformador de distribución mínimo seleccionado a un tamaño tal que dentro de 5 años su carga media sea la de mínimo costo operativo [7].

CAPITULO II

2 Metodología de Análisis

Como se ha mencionado en el capítulo anterior la cargabilidad de transformadores de distribución constituye un importante parámetro de diseño en la planificación y dimensionamiento en los sistemas de distribución[13].

2.1 Metodología propuesta

2.1.1 Principios sobre curvas de carga y ciclos equivalentes.

El control de carga en los TDs y Subestaciones de Distribución a través del control de la demanda máxima es muy difundido pero es un criterio muy costoso porque en la práctica impone el concepto de que la potencia nominal de un transformador equivale a su Demanda Máxima y no a su Demanda Eficaz como debe ser. De aquí parten conceptos de sobrecarga en transformadores que realmente no lo están.

Cuando disponemos de una curva de carga en tiempo real como la indicada en el perfil azul (curva # 1) de la Fig. 2.1, podemos construir 2 curvas más cuyo efecto térmico sobre el transformador desde el punto de vista de pérdidas y por tanto de energía y de pérdida de vida, es equivalente. Estas curvas son las de valor eficaz de un solo nivel (color rojo – curva # 2) y la de valor eficaz de 2 niveles (color amarillo – curva # 3).

Un transformador sometido a cualquiera de estos 3 ciclos (azul, rojo o amarillo) presentara el mismo comportamiento desde el punto de vista energético.

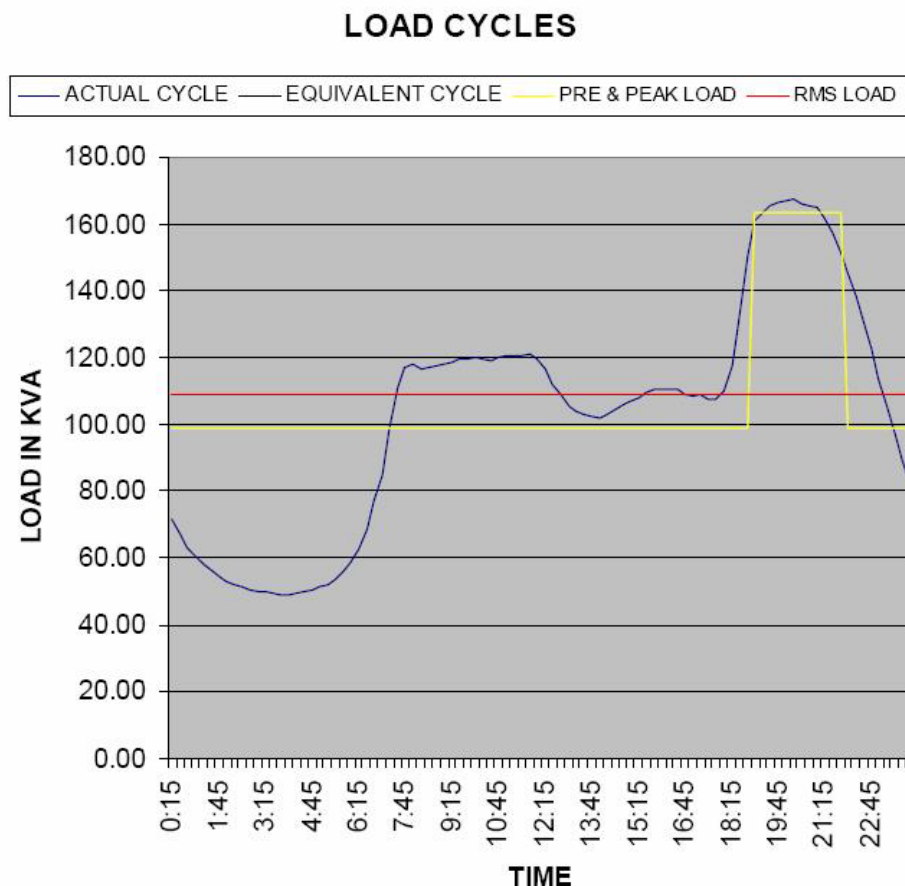


FIGURA 2.1. Curva de Ciclos de carga equivalente.⁹

2.1.2 Contexto general: Metodología de VAD.

La metodología utilizada para determinar las fórmulas tarifarias de distribución consiste en dimensionar óptimamente la empresa modelo y estimar sus costos, lo que se conoce como el Valor Agregado de Distribución (VAD) [13].

Una metodología de VAD debe dimensionar eficientemente tanto la gestión de la empresa como sus instalaciones, incluida la red eléctrica, de manera que, dichas instalaciones sean las de mínimo costo de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas, esto sobre un horizonte de análisis

⁹ Fuente: Paper - Nueva visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoaméricas.

Autor: Orlando Giraldo.

determinado [14].

El problema en análisis se refiere al del diseño de una red eléctrica de distribución económicamente adaptada la demanda, la cual considere las holguras eficientes necesarias para abastecer la demanda futura acorde a un plan de expansión óptimo. Esto sin considerar las redes actualmente existentes como condición inicial del problema. En este contexto, la información relevante a considerar es:

- 1) La demanda, su crecimiento y ubicación.
- 2) Alternativas factibles de ubicación de recursos, ya sean líneas de distribución o transformadores MT/BT.
- 3) Ubicación de los puntos de inyección o subestaciones AT/MT.
- 4) Alternativas disponibles de instalaciones eléctricas.

La metodología desarrollada evalúa en forma separada la decisión de inversión en conductores y la decisión de inversión en transformadores [15]; considerando dentro de cada una de estas etapas un desacoplamiento entre las decisiones de dimensionamiento y ubicación. De esta manera, es posible generar, mediante una metodología de rápida ejecución, diversas alternativas desacopladas de solución local al problema de ubicación y dimensionamiento tanto de líneas como de transformadores. Con el espacio de soluciones factibles acotado, se debe realizar una búsqueda tabú para encontrar una buena aproximación al óptimo global [16].

A continuación, la figura 2.2 se muestra un diagrama de flujo de la metodología utilizada.

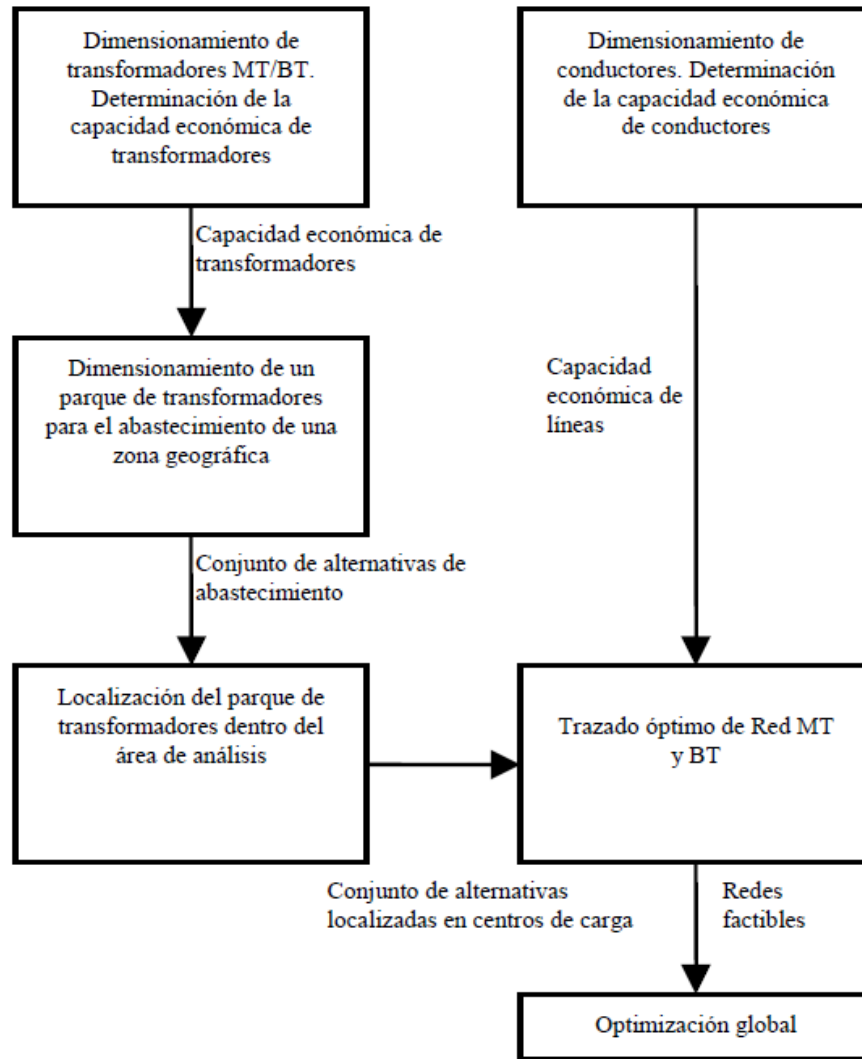


FIGURA 2.2. Etapas de la metodología del VAD (Valor agregado de distribución).¹⁰

¹⁰ Fuente: Paper – Determinación de un parque optimo de transformadores para una Empresa Modelo de distribución.

Autor: Jorge Moreno, Member, IEEE, Rodrigo Moreno, Sebastian Mocarquer, Member, IEEE, Hugh Rudnick, Fellow, IEEE.

2.1.3 Problema específico determinación de un parque óptimo de transformadores para una empresa modelo de distribución.

Se describe una metodología en la cual se determinan inicialmente los nodos o puntos de transformación de la red, lo cual condiciona el trazado y ubicación de los conductores, tanto en las redes de medio voltaje (MV) como en las de bajo voltaje (BV).

En este contexto, la determinación del parque óptimo para la empresa modelo se realiza en tres etapas secuenciales:

- 1) Rango óptimo de uso de las distintas alternativas de transformación.
- 2) Elección de las alternativas óptimas de parques de transformadores, que permiten el abastecimiento económico de la demanda en función de los resultados del punto 1).
- 3) Localización de cada uno de los transformadores de las diferentes alternativas de transformación determinadas en el punto 2).

La etapa inicial de rango óptimo de transformadores analiza las condiciones de flujo de potencia bajo las cuales un determinado transformador opera a mínimo costo, esto considerando tanto sus costos de inversión, como sus costos de operación y mantenimiento.

Luego, se obtienen distintas combinaciones de capacidades de transformación que permiten suministrar la demanda presente en la celda analizada. Dicha combinación de capacidades de transformación es determinada en función de la minimización de los costos de transformación. Es importante mencionar que este problema de optimización refleja las economías de escala presentes en la transformación de tensión de la electricidad, por lo cual, desde este punto de vista las mejores alternativas son aquellas que presentan un menor número de transformadores. Luego, es relevante considerar el trade-off existente entre costos de transformación y costos de líneas.

Por esto, no se considera como único resultado la solución óptima local a este problema, sino que se obtiene un conjunto de soluciones factibles, las cuales son comparadas una vez que tengan los conductores instalados.

Finalmente, la tercera etapa consiste en localizar cada uno de los transformadores de las diferentes alternativas obtenidas en la etapa anterior. Dicha localización se realiza en base a un problema de ubicación óptima de recursos, la cual es abordada mediante una modificación de la técnica de clustering KMeans [17].

2.1.4 Selección de capacidad de transformadores

En la actualidad, el problema del dimensionamiento óptimo de transformadores ha sido tratado ampliamente, existiendo numerosas publicaciones que otorgan una buena solución al problema. En el desarrollo de este trabajo se ha utilizado criterios estándares que buscan minimizar el valor presente de la inversión más operación, incluyendo pérdidas de energía y potencia.

La metodología tiene por objetivo determinar la capacidad inicial óptima que puede abastecer un transformador, minimizando el costo total presente. Para tal efecto se consideraron diversas tasas de crecimiento de la demanda; partiendo de una demanda de 1 [kVA] hasta la capacidad máxima del mayor transformador disponible, con incrementos de 1 [kVA]. La combinación de capacidades para abastecer un proyecto representativo se realiza posteriormente a partir de los resultados que se obtienen del presente análisis.

La figura 2.3 indica el valor presente para distintos transformadores aéreos radiales y múltiples demandas iniciales, considerando una tasa de crecimiento de 2.75%. La envolvente inferior representa los rangos para la selección óptima [17].

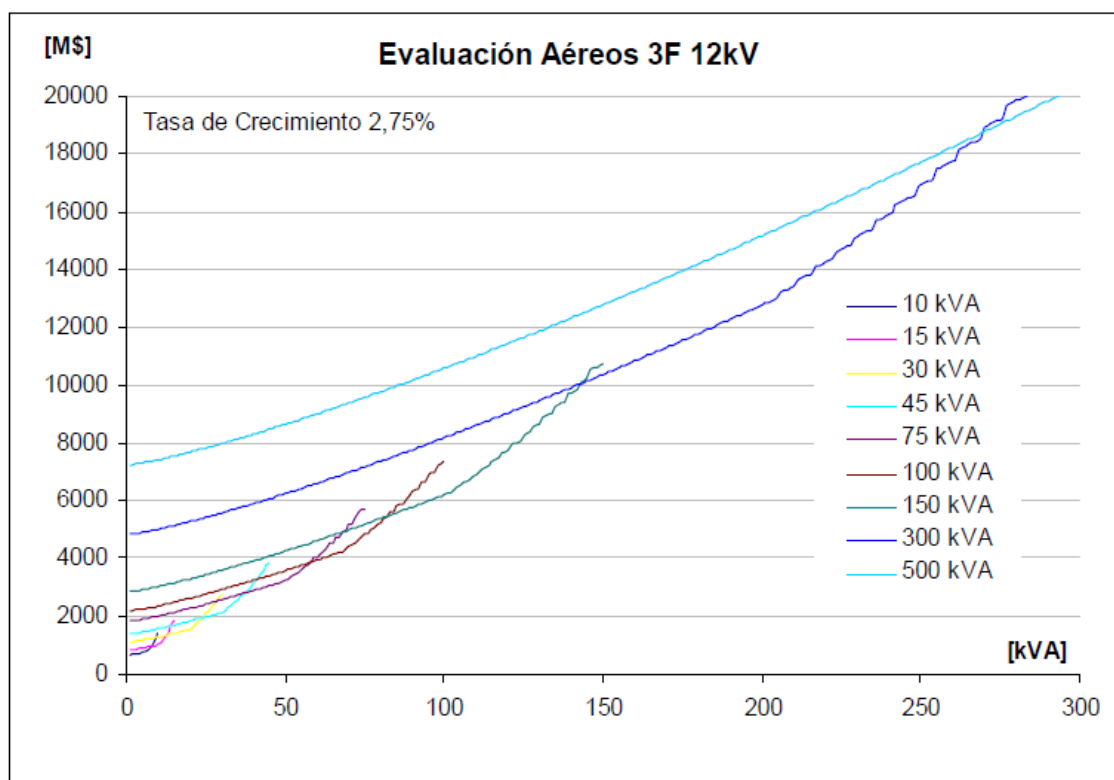


FIGURA 2.3. Evaluación de la capacidad económica de transformadores tipo aéreo radial.¹¹

2.2 Variables que intervienen

2.2.1 Determinación de costos de inversión en los transformadores de distribución.

2.2.1.1 Costos de inversión

Para obtener los costos de inversión se debe calcular el *costo anual* debido a la inversión inicial y el *costo anual* por la instalación del transformador.

El *costo anual* debido a la inversión inicial es igual al producto del costo del transformador por los cargos fijos de inversión [18] :

¹¹ Fuente: Paper – Determinación de un parque optimo de transformadores para una Empresa Modelo de distribución.

Autor: Jorge Moreno, Member, IEEE, Rodrigo Moreno, Sebastian Mocarquer, Member, IEEE, Hugh Rudnick, Fellow, IEEE.

$$CIT(T) = CT \times CC \quad (\text{ec. 2.1})$$

$$CC(\%) = (\%) \text{ Tasa de retorno} + (\%) \text{ Depreciación} + (\%) \text{ Impuestos} + (\%) \text{ Seguros} \quad (\text{ec. 2.2})$$

Donde:

CIT = Costo anual debido a la inversión inicial.

CT = Costo de compra del transformador.

CC = Cargos fijos de inversión

Para el cálculo del *costo anual* de instalación del transformador de distribución se debe calcular un factor de recuperación del capital, dando una cantidad fija durante todos los años de estudio, debido a que este costo debe ser amortizado durante el periodo de vida útil [18].

El *costo anual* de la instalación es igual al costo de montaje del transformador por el factor de recuperación:

$$CINT(T) = C_{\text{montaje}} \times FRC \quad (\text{ec. 2.3})$$

$$FRC = \frac{I \times (1+I)^n}{(1+I)^n - 1} \quad (\text{ec. 2.4})$$

Donde:

$CINT$ = Costo anual de instalación del transformador

C_{montaje} = Costo del montaje del transformador

FRC = Factor de recuperación del capital

I = Tasa de descuento anual

n = Número de años de estudio, número de años de la vida útil del

transformador.

2.2.1.2 Costos de pérdidas por demanda

Para el cálculo de los costos de las pérdidas por demanda se considera las pérdidas por demanda en vacío y las pérdidas por demanda con carga.

- **Costos de las pérdidas en vacío:** Este costo representa el valor de la inversión que se necesita hacer en infraestructura (desde el generador, hasta el primario del transformador de distribución) para obtener capacidad adicional en el sistema, con el fin de suplir las pérdidas en el núcleo de los transformadores de distribución. Para el cálculo del costo de las pérdidas por demanda en vacío se utiliza la siguiente ecuación:

$$CPSCD(T) = C_p \times P_o \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde:

CPSCD = Costo de las pérdidas sin carga, componente de demanda.

C_p = Costo de potencia (\$/kW año)

P_o = Pérdidas del transformador en vacío

T = Año de evaluación

- **Costo de pérdidas con carga:** Cuando un transformador tiene su pico de carga a un tiempo diferente que otro transformador, la demanda vista por los equipos de transmisión y generación será menor que la suma individual de la demanda en cada transformador. Si la demanda pico del sistema y la demanda pico individual de cada transformador ocurren en tiempos diferentes, es necesario el uso del factor de responsabilidad para determinar el costo de las Pérdidas con carga componente de demanda:

$$CPSCD(T) = C_p \times P_o \quad (\text{ec. 2.6})$$

Donde:

CPSCD = Costo de las pérdidas sin carga, componente de demanda.

C_p = Costo de potencia (\$ / kW año)

P_o = Pérdidas del transformador en vacío

T = Año de evaluación

2.2.1.3 Costos de pérdidas por energía

Para el cálculo de pérdidas por energía hay que considerar cuatro aspectos: pérdidas por energía activa en vacío y con carga, y pérdidas por energía reactiva en vacío y con carga.

2.2.1.4 Costos de pérdidas por operación y mantenimiento

Los costos de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador)[9].

Pérdidas en el núcleo y cobre constituyen la mayor parte de los costos de operación asociados con un transformador de distribución [19].

Los costos anuales de pérdidas por operación y mantenimiento son iguales a:

$$CAPOM(T) = F_e \times P \times E_S \times R_S + 8760 \times F_e \times P \times G_{Fe}. \quad (\text{ec. 2.7})$$

Donde:

Fe = pérdida en el núcleo de transformador de distribución, kilovatios

P = Crecimiento de las pérdidas; estas son las pérdidas incurridas en el sistema en suministro de las pérdidas del transformador

E_S = Costo de inversión en equipos del sistema (generación y transmisión), en dólares por kilovatio pico generación; este valor varía considerablemente entre las empresas de servicios públicos.

R_S = Tasa de cargo fijo anual para los equipos del sistema (Se recomienda usar el 14%).

8760 = Es el número de horas en el año.

G_{Fe} = El costo para generar energía por pérdida en el núcleo.

2.2.1.5 Costos de confiabilidad

Estos costos son asociados a la seguridad de funcionamiento. Dicho de otra manera tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento. La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo.

La confiabilidad es un elemento que está ligado a las fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma.

La mantenibilidad contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio.

Los costos del soporte logístico de mantenimiento tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento [9].

2.2.2 Factor de carga y factor de pérdidas

2.2.2.1 Factor de carga

El factor de carga es la razón entre la demanda media y la demanda máxima, expresada de la siguiente forma [20]:

$$FC = \frac{D_{promedio}}{D_{max}} \quad (\text{ec. 2.8})$$

La demanda máxima como se dijo anteriormente, es el mayor valor que se obtiene de la curva de carga en las horas de máxima demanda en un intervalo de tiempo que puede ser de: 15min, 30 min ó 1 hora.

La demanda media se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$D_{media} = \frac{W}{T} = \frac{\sum P_i * \Delta t}{T} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Donde:

W = Energía consumida en un periodo determinado

T = Periodo de estudio que puede ser: un día, una semana, un mes. Un ciclo estacional, un año, etc.

P_i = Potencia consumida en un intervalo de tiempo. (W, kW, MW)

Δt = Intervalo de tiempo que suele ser de: 15min, 30min, 60min.

2.2.2.2 Factor de pérdidas

Con el objeto de obtener los valores de las pérdidas de potencia $P_p(t)$ correspondientes a un periodo de tiempo, se realizan sucesivas simulaciones de flujos de cargas a lo largo del lapso de tiempo considerado. En redes con numerosa cantidad de alimentadores, resulta extremadamente laborioso y poco práctico calcular el valor de pérdida técnica de energía de este modo, debido al elevado tiempo de procesamiento y cálculo que demanda [21].

El factor de pérdidas es la razón entre las pérdidas medias y las pérdidas máximas como se expresa en la siguiente ecuación:

$$FPe = \frac{PE_{media}}{PE_{max}} \quad (\text{ec. 2.10})$$

Donde:

PE_{media} = Pérdidas medias

PE_{max} = Pérdidas máximas

Si se obtiene la curva de carga se puede calcular el factor de pérdidas, con la siguiente ecuación:

$$FPe = \frac{\sum D_i^2 * \Delta t_i}{D_{max}^2 * T} \quad (\text{ec. 2.11})$$

2.2.2.3 Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas

Al ser la demanda un valor a calcular en este estudio, debemos calcular el

factor de pérdidas FPe a partir del factor de carga. La fórmula para el cálculo del factor de pérdidas se expresa en la siguiente formula [22].

$$FPe = A \times FC + (1 - A) \times FC^2 \quad (\text{ec. 2.12})$$

Donde A es menor o igual a uno y depende de la característica de cada sistema. Asumiendo un valor de $A=0.3$, tenemos el factor de pérdidas se expresa de la siguiente manera:

$$FPe = 0.3 \times FC + 0.7 \times FC^2 \quad (\text{ec. 2.13})$$

2.3 Optimización de la capacidad del transformador

2.3.1 Minimización de costos de inversión

2.3.1.1 Formulación del problema

El Conelec por medio de la Resolución N°2713 establece la forma de como se debe realizar la remuneración a las empresas por concepto de activos de transformación.

A partir de esta resolución se tiene en cuenta la eficiencia de los transformadores, ya que en estudios realizados anteriormente se demostró que si estos se encontraban sobredimensionados o sobrecargados, estarían operando en regiones de baja eficiencia, con lo cual se presentarían mayores pérdidas en el núcleo y bobinados del transformador [23].

Uno de los retos que han tenido que enfrentar las empresas del sector eléctrico después de la entrada en vigencia de esta resolución, ha sido la búsqueda de una estrategia que permita reubicar y/o cambiar los transformadores de distribución de forma adecuada, con la cual se encuentren costos mínimos de operación e inversión y al mismo tiempo se obtenga un mayor beneficio económico debido a activos de transformación que posea la empresa.

De acuerdo a esto es importante que las electrificadoras posean herramientas

computacionales adecuadas que faciliten tomar decisiones, dando cumplimiento a criterios técnicos y económicos, permitan disminuir costos de pérdidas de energía y mejoren los beneficios obtenidos por cargos por uso [24].

2.3.1.2 Beneficios de la cargabilidad

Como se mencionó en la sección anterior, el costo reconocido por concepto de activos de transformación depende directamente de la cargabilidad que presente cada uno de los transformadores. De acuerdo a esto el valor reconocido por un transformador será el valor del transformador reportado por el Operador de Red si este cumple con una cargabilidad mayor o igual al 40% de su valor nominal; en caso contrario el valor reconocido será el de un transformador con capacidad menor que cumpla con dicha cargabilidad [24]. Los costos estimados por transformadores convencionales de distribución en el país según la empresa fabricante “Ecuatran”, se muestran en la tabla 1 y 2:

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS, CLASE MEDIO VOLTAJE <25 Kv, CLASE BAJO VOLTAJE <1,2kv	
POTENCIA NOMINAL	VALOR UNITARIO
kVA	USD
5	1110
10	1210
15	1360
25	1705
37.5	2132
50	2560
75	3100
100	4140

TABLA 2.1. Transformadores monofásicos, capacidad y costos USD. ¹²

¹² Fuente: ECUATRAN
Autor: Propia del Autor

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, CLASE MEDIO VOLTAJE <25 kV, CLASE BAJO VOLTAJE <1,2kV	
POTENCIA NOMINAL	VALOR UNITARIO
kVA	USD
15	1590
30	1950
45	2300
50	2650
60	3100
75	3950
100	4300
112.5	5030
125	6080
150	6300

TABLA 2.2. Transformadores trifásicos, capacidad y costos USD. ¹³

Con base en lo especificado en la resolución del Conelec referente a costos de operación [23], si se tiene un transformador monofásico de 50 kVA con una cargabilidad mayor o igual al 50% de su potencia nominal, entonces el reconocimiento debido al costo de inversión de dicho equipo es \$2560. Si este mismo transformador se encuentra atendiendo una carga de 12 kVA, entonces su cargabilidad es del 24%, con lo cual el reconocimiento es el valor correspondiente a un transformador de capacidad menor. Para este caso un transformador de 25 kVA garantiza una cargabilidad al menos del 48%, por lo que el beneficio obtenido por costo de inversión es \$1705. Se observa que un transformador mal dimensionado produce una reducción en los costos reconocidos por uso de activos. Adicionalmente el Operador de la Red deberá descontar de los cargos por uso del nivel de tensión 1, el cargo máximo del mismo nivel por concepto de costos de inversión, lo cual refleja una disminución directa en el esquema tarifario [24].

¹³ Fuente: ECUATRAN
Autor: Propia del Autor

2.3.2 Minimización de costos de Pérdidas

2.3.2.1 Evaluación de Pérdidas

Las pérdidas en transformadores no son despreciables, por lo cual, es importante considerar su magnitud al seleccionar los transformadores del sistema de distribución, las pérdidas totales en cargas de un transformador son iguales a las pérdidas en el hierro (pérdidas en vacío) más las pérdidas en el cobre. Además, el elegir un transformador sobredimensionado, presenta un costo por encima del que en realidad se necesita, más costos de transporte, ubicación, mantenimiento, etc.

Según la norma NTC 2135 el coeficiente a las Pérdidas por energía en vacío, se refiere al costo en que incurren las empresas para adquirir kwh de energía que se pierden en el transformador [25].

El costo de la energía (CE) es:

$$CE = G + C + T_{IV} + T_{III} + T_{II} \quad (\text{ec. 2.14})$$

Donde:

G = Generación

C = Conexión

T_{IV} = Transmisión

T_{III} = Distribución en el nivel III

T_{IV} = Distribución en el nivel II

El **costo por energía (EV)** en dólares constantes, evaluado en valor presente para n años se determina de la siguiente manera [25]:

$$EV = 8760 \sum_{y=1}^n CE_y \frac{1}{(1+I)^y} \quad (\text{ec. 2.15})$$

2.3.2.2 Gastos anuales por las pérdidas

La energía disipada por las pérdidas en el hierro y en el cobre, dependen de la curva de carga del transformador y se estiman para un año empleando la ecuación[9]:

$$EP = \left(Ph * H + P_{cu} * \sum \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 * h \right) * d \quad (\text{ec. 2.16})$$

Donde:

Ep = Pérdidas de energía en kWh.

Ph = Pérdidas en el hierro a tensión nominal en kW.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre a plena carga en kW.

P_n = Potencia nominal del transformador en kVA.

P = Carga real del transformador en kVA.

H = Número horas diarias conectado el transformador.

h = Número de horas al día en que el transformador suministra carga P .

d = Número de días al año en que funciona el transformador.

2.3.3 Función Objetivo

2.3.3.1 Definición

El propósito de definir la función objetivo es con el fin de encontrar el mínimo del valor escalar que devuelve una función de varias variables no lineal y sujeta a una serie de restricciones. Normalmente se conoce este tipo de problemas como optimización no lineal con restricciones o programación no lineal. La función escalar de varias variables se citará como *función objetivo* [26].

$$\min_{} f(x) \quad (\text{ec. 2.17})$$

- **Pérdidas fijas:** Las pérdidas fijas son las que se producen en el hierro, también son conocidas como pérdidas en vacío. Para calcular este valor utilizamos la *Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2 394:2007* que a su vez se basa en la *Norma técnica colombiana “Cuarta Revisión”*.

$$P_o = 10.514 \times P_n^{0.7486} \quad (\text{ec. 2.18})$$

Donde:

P_o = Pérdidas de potencia fijas o en vacío en W.

P_n = Potencia nominal en kVA.

Esta fórmula es para transformadores de distribución desde 15 kVA hasta 150 kVA.

- **Pérdidas variables:** Las pérdidas variables son las que se producen en el cobre

$$P_c = -0.0103 \times P_n^2 + 13.892 \times P_n + 106.65 \quad (\text{ec. 2.19})$$

P_c = Pérdidas de potencia variables o en el cobre en W.

P_n = Potencia nominal en kVA.

Esta fórmula es para transformadores de distribución desde 15 kVA hasta 150 kVA.

- **Demanda máxima coincidente:**

Para calcular la demanda de máxima coincidente $D_{\max_{coincidente}}$ usamos la siguiente expresión:

$$D_{\max_{coincidente}} = FactorA(M) \times FactorB(N) \quad (\text{ec. 2.20})$$

Factor A (M): El primer factor A, denominado factor de coincidencia, depende del número de clientes [27].

$$FactorA(M) = FA = C \times \left[-0.4 \times C + 0.4 \times C^2 + 40 \right]^{1/2} \quad (\text{ec. 2.21})$$

Factor B (N): El segundo factor B, relaciona la energía consumida por mes y por cliente con la demanda máxima. [27].

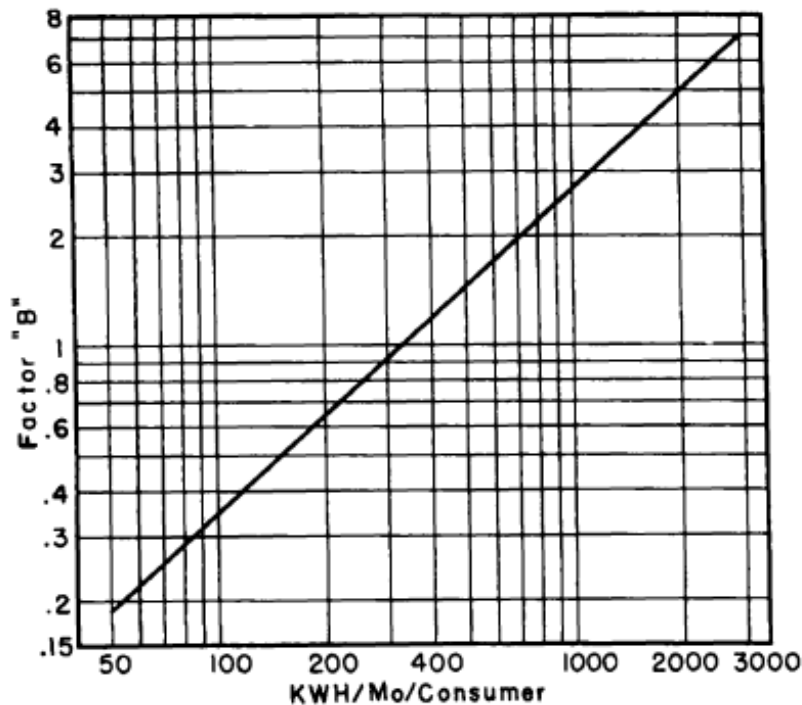


FIGURA 2.4. Curva para la determinación del factor B (N), en función del consumo (kWh/mes/cliente)¹⁴

- **Anualidad de costos de inversión:**

Las anualidades de los costos de inversión se obtienen multiplicando los valores de inversión por el factor de recuperación de capital, el que está dado por la siguiente expresión:

¹⁴ Fuente: Stanley J Vest, Estimating kw Demand for Future Loads, pág.655.
Autor: Stanley J Vest, Associate Member AIEE

$$FRC = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (\text{ec. 2.22})$$

Donde:

FRC = Factor de recuperación de capital.

r = Tasa de descuento

n = Número de años del horizonte de evaluación del proyecto.

2.3.3.2 Planteamiento (F.O.)

$$\min \left\{ D \times a + \left(\frac{Po + Pc}{1000} \right) \times FPe \times t \times b \right\} \quad (\text{ec. 2.23})$$

Sujeto a:

$$\frac{FA \times FB + DemAP}{Fpo} \leq D \quad (\text{ec. 2.24})$$

$$Po - 10.514 \times D^{0.7486} = 0 \quad (\text{ec. 2.25})$$

$$Pcu + 0.0103 \times D^2 - 13.892 \times D - 106.65 = 0 \quad (\text{ec. 2.26})$$

$$0.0342 \times D^2 - 4.782 \times D + 188.17 \times FRC - a = 0 \quad (\text{ec. 2.27})$$

$$N \times (-0.4 \times N + 0.4 \times \sqrt{N^2 + 40}) \times FA = 0 \quad (\text{ec. 2.28})$$

$$0.0031 \times c + 0.0406 - FB = 0 \quad (\text{ec. 2.29})$$

Donde:

D = Demanda de diseño (potencia mínima requerida para el transformador de distribución). [KVA]

a = Función del costo de transformador anualizado [USD/kVA]

b = Costo de la energía eléctrica [USD/kWh]

c = consumo promedio del usuario [kWh/mes/usuario]

P_o : Perdidas en vacio del transformador [W]

P_c : Perdidas de cobre [W]

F_{pe} : Factor de perdidas

t = tiempo (8760 Horas)

FA : Factor A, denominado factor de coincidencia, depende del número de clientes

FB : Factor B.

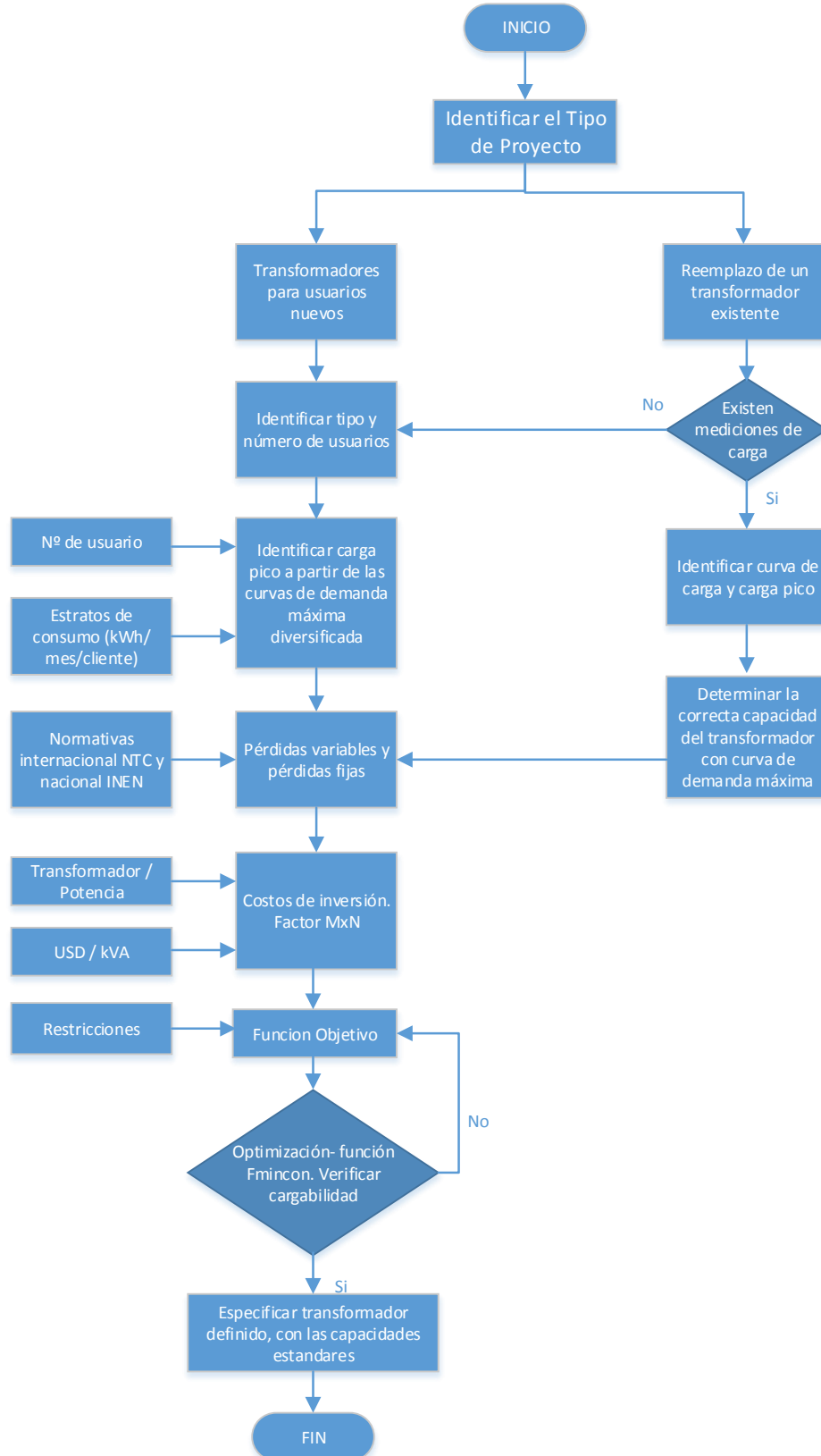
$DemAP$: demanda por alumbrado público [W].

F_{po} : Factor de potencia

FRC = Factor de Recuperación del Capital

N = Número de usuarios

2.3.3.3 Metodología propuesta



2.4 Restricción en el problema

2.4.1 Introducción:

En la mayor parte de los problemas de toma de decisiones están presentes ligaduras entre las variables o limitaciones en las mismas [28].

- Unas debidas a las ecuaciones del modelo
- Otras al rango permisible de unas variables
- Otras debidas a reglas de operación, existencias, etc.

La presencia de restricciones limita el espacio de búsqueda pero, al mismo tiempo, dificulta el encontrar la solución óptima porque se pierden algunos de los criterios de optimalidad como que el gradiente es nulo en el óptimo.

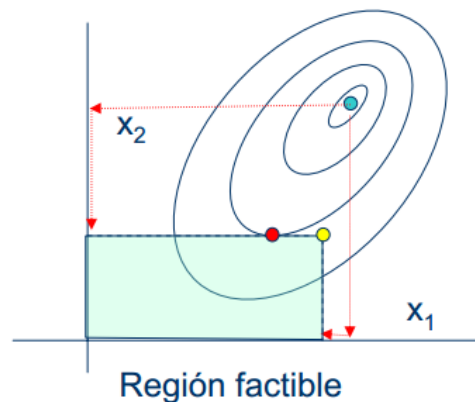


FIGURA 2.5. Descripción de restricciones para ejemplo de optimización.¹⁵

2.4.2 Optimización con restricciones

El presente trabajo considera la optimización como problema no lineal PNL con restricciones dada por [29]:

¹⁵ Fuente: Prof. CESAR DE PRADA ISA-UVA, Optimización con restricciones pág. 4.
Autor: Prof. CESAR DE PRADA ISA-UVA, prada@autom.uva.es

$$(F.O.) \text{ Min } f(x)$$

$$s.a. \ f(x) \geq 0$$

2.4.2.1 Restricciones de desigualdad no lineales:

$$cinq = \frac{FactorA(M) \times FactorB(N) + DemAP}{Fpo} - D \quad (\text{ec. 2.24})$$

Donde:

$DemAP$ = Demanda de alumbrado público o si es caso demanda de servicios generales en caso de ser conjuntos habitacionales o condominios.

D = Demanda de diseño [KVA]

2.4.2.2 Restricciones de igualdad no lineales:

$$ceq = Po - 10.514 \times D^{0.7486} \quad (\text{ec. 2.25})$$

$$ceq = Pcu + 0.0103 \times D^2 - 13.892 \times D - 106.65 \quad (\text{ec. 2.26})$$

$$ceq = 0.0342 \times D^2 - 4.782 \times D + 188.17 - FRC - a \quad (\text{ec. 2.27})$$

$$ceq = \sqrt{N} \times (-0.4 \times N + 0.4 \times \sqrt{N^2 + 40}) - FA \quad (\text{ec. 2.28})$$

$$ceq = 0.0031 \times c + 0.0406 - FB \quad (\text{ec. 2.29})$$

CAPITULO III

3 Simulación y caso de estudio

3.1 *Definir escenarios de simulación*

Desde el punto de global económico, el presente trabajo establece un modelo de optimización de la capacidad del transformador de distribución. El modelo se expresa en el objetivo de minimizar los costos de inversión, pérdidas técnicas (fijas y variables), etc. seleccionando un transformador adecuado a la carga demandada [30].

3.1.1 Criterios preliminares

Para definir los escenarios de simulación no basaremos en la categorización de usuarios. Como paso previo al dimensionamiento de transformadores se debe establecer los parámetros, que en función de los antecedentes del proyecto y de los criterios técnicos y económicos aplicables al caso específico que determinarán, en forma preliminar, valores límites, rangos de capacidades de los equipos, dimensiones mínimas de los componentes, disposiciones a considerar, etc., dentro de los cuales se analizarán alternativas y se desarrollarán los cálculos para justificar en el paso siguiente la selección definitiva de la configuración de la red (monofásica y trifásica), localización, dimensiones y capacidades de sus elementos.

3.1.2 Clasificación de los consumidores

Las ordenanzas expedidas por los Municipios determinan la distribución general del uso del suelo así como las características que deben tener las edificaciones a construir en las zonas determinadas para uso residencial.¹⁶

¹⁶ La Ordenanza de Zonificación N° 0024, publicada por el Ilustre Municipio del Distrito Metropolitano de Quito (IMQ) el 8 de agosto de 2006, determina la distribución del uso de suelo.

Uso	Tipología	Símbolo	Actividades / Establecimientos	Ocupación del suelo	Área del lote (m ²) Coeficiente de ocupación del suelo [COS] (%)
Residencial	Residencial 1	R1	Viviendas con otros usos de barrio	Baja densidad	600 < Lotes < 1 000 m ² . COS < 50%
	Residencial 2	R2	Viviendas con usos sectoriales predominantes	Mediana densidad	400 < Lotes < 600 m ² . 50%<COS<80%
	Residencial 3	R3	Viviendas con usos zonales condicionados	Alta densidad	Lotes < 400 m ² . COS>80%
Múltiple	Múltiple	M1	Usos diversos de carácter zonal y de ciudad compatibles	-	-

TABLA 3.1. Tipos de uso de suelo.¹⁷

Los clientes residenciales del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito EEQ están clasificados en cinco estratos de consumo como se muestra en la Tabla 8, para efectos de determinar las demandas máximas coincidentes [12].

Categoría de Estrato de Consumo	Escalas de consumo (kWh/mes/cliente) sin considerar la influencia de las cocinas de inducción para usuarios tipos C, D y E
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500
A1	501 - 900

TABLA 3.2. Estrato de consumo.¹⁸

¹⁷ Fuente: Normas de sistemas de distribución de EEQ – tomo A.
Autor: Propia del autor

¹⁸ Fuente: Normas de sistemas de distribución de EEQ – tomo A.
Autor: Propia del autor

3.1.3 Optimización de MatLab

El software o programa de cálculo a emplear para este estudio será el Toolbox de Optimización de MatLab. El Toolbox de Optimización es una colección de funciones que amplía la capacidad de computación numérica del programa MatLab. Este conjunto de funciones logran minimizar o maximizar funciones no lineales generales. Es decir, al usar la palabra ‘optimización’ en MatLab nos referimos al proceso de búsqueda del mínimo o máximo de una función, denominada comúnmente “función objetivo” en las funciones de optimización que incluye el Toolbox de Optimización de MatLab [26].

3.2 Escenario 1

3.2.1 Simulación caso 1

- Usuarios: 100u
- Consumo: 150 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 10 luminarias de 200W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	107.992	
Factor B (N)	0.5056	
Pérdidas fijas (Hierro)	229.636	W
Pérdidas variables (Cobre)	922.336	W
USD / kVA	2.484	
kVA (Sin sobrecarga)	61.523	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	49.218	kVA
Transformador	50	kVA

3.2.2 Simulación caso 2

- Usuarios: 60u
- Consumo: 150 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 25 luminarias de 150W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	67.9779	
Factor B (N)	0.5056	
Pérdidas fijas (Hierro)	170.814	W
Pérdidas variables (Cobre)	664.573	W
USD / kVA	5.171	
kVA (Sin sobrecarga)	41.434	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	33.148	kVA
Transformador	37.5	kVA

3.2.3 Simulación caso 3

- Usuarios: 85u
- Consumo: 150 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 12 luminarias de 400W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	92.989	
Factor B (N)	0.5056	

Pérdidas fijas (Hierro)	214.941	W
Pérdidas variables (Cobre)	856.388	W
USD / kVA	2.899	
kVA (Sin sobrecarga)	56.321	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	45.057	kVA
Transformador	50	kVA

3.3 *Escenario 2*

3.3.1 Simulación caso 1

- Usuarios: 30u
- Consumo: 250 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 10 luminarias de 200W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	37.913	
Factor B (N)	0.8156	
Pérdidas fijas (Hierro)	153.061	W
Pérdidas variables (Cobre)	590.581	W
USD / kVA	6.454	
kVA (Sin sobrecarga)	35.785	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	28.628	kVA
Transformador	30	kVA

3.3.2 Simulación caso 2

- Usuarios: 20u
- Consumo: 250 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 25 luminarias de 150W

- Factor de potencia de 0.92

- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	27.8094	
Factor B (N)	0.8156	
Pérdidas fijas (Hierro)	127.092	W
Pérdidas variables (Cobre)	486.413	W
USD / kVA	8.628	
kVA (Sin sobrecarga)	27.915	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	22.332	kVA
Transformador	37.5	kVA

3.3.3 Simulación caso 3

- Usuarios: 25u
- Consumo: 275 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 12 luminarias de 400W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	32.8759	
Factor B (N)	0.8931	
Pérdidas fijas (Hierro)	157.356	W
Pérdidas variables (Cobre)	608.287	W
USD / kVA	6.127	
kVA (Sin sobrecarga)	37.132	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	29.706	kVA
Transformador	30	kVA

3.4 Escenario 3

3.4.1 Simulación caso 1

- Usuarios: 35u
- Consumo: 300 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 18 luminarias de 200W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	42.9357	
Factor B (N)	0.9706	
Pérdidas fijas (Hierro)	194.286	W
Pérdidas variables (Cobre)	765.336	W
USD / kVA	3.784	
kVA (Sin sobrecarga)	49.210	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	39.368	kVA
Transformador	50	kVA

3.4.2 Simulación caso 2

- Usuarios: 20u
- Consumo: 400 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 20 luminarias de 150W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	27.8094	
Factor B (N)	1.2806	
Pérdidas fijas (Hierro)	172.466	W
Pérdidas variables (Cobre)	671.559	W
USD / kVA	5.061	
kVA (Sin sobrecarga)	41.970	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	33.576	kVA
Transformador	37.5	kVA

3.4.3 Simulación caso 3

- Usuarios: 28u
- Consumo: 450 Kwh/mes/cliente
- Alumbrado público: 22 luminarias de 400W
- Factor de potencia de 0.92
- *Resultados:*

METODO PROPUESTO		
Parámetro	Valor	Unidad
Factor A (M)	35.9005	
Factor B (N)	1.4356	
Pérdidas fijas (Hierro)	228.839	W
Pérdidas variables (Cobre)	918.739	W
USD / kVA	2.502	
kVA (Sin sobrecarga)	61.238	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	48.990	kVA
Transformador	50	kVA

CAPITULO IV

4 Análisis de resultados

4.1 Análisis de resultados

El análisis de resultados obtenidos simulación o visualización. Son importantes medios que permitirán llegar a una eficiencia energética, la optimización de recursos tiene muchos beneficios como económicos, ambientales y estar a la vanguardia tecnológica.

Para llegar a obtener estos resultados es importante tener los datos exactos de consumo actual así como de consumo proyectado, así se puede estimar cuanto es el valor del ahorro económico aunque también intervienen otros aspectos como la disponibilidad, el tiempo de vida y que cubra las necesidades requeridas.

4.2 Comparación con el método tradicional de las empresas distribuidoras

4.2.1 Cálculo método tradicional. Ejemplo

- Definimos el tipo de usuario según estrato socioeconómico.
- De acuerdo a esta ubicación, con el plano **Apéndice A-11-A**, 1 de 2 estratos de consumo área Urbano, se determina que el estrato para este proyecto es el tipo C.
- Número de usuario: 80u.
- La demanda DMU en kW para 1 usuario es de 2.5kW.
- Para calcular la demanda de 80 usuarios, recurrimos **Apéndice A-11-A**, donde se expresa lo siguiente:

$$FactorM \times FactorN = D_{\text{max.coincidente}}$$

Para 80 usuarios: $FactorM = 96$

Categoría (usuario tipo C) $FactorN = 0.784$

$$D_{\text{max.coincidente}} = 96 \times 0.784 = 75.264 \text{ kW}$$

Demanda de pérdidas técnicas para usuarios residenciales es: 3.6%

$$D_{\text{PérdidasTécnicas}} = 75.264 \times 3.6\% = 2.71 \text{ kW}$$

Si el factor de potencia es 0.92, la demanda de diseño es:

$$DD = D_{\text{max.coincidente}} + D_{\text{pérdidas técnicas}} = \frac{(75.264 + 2.71) \text{ kW}}{0.92} = 84.754 \text{ kVA}$$

Sin considerar demandas eléctricas de servicios generales como alumbrado público, y considerando un factor de sobrecarga del 20%.

Se calculo y se expresa lo siguiente:

$$DD = 84.754 \text{ kVA} \times 20\% = 67.803 \text{ kVA}$$

Por lo tanto se recomienda instalar un transformador de 75kVA.

También como segunda recomendación, se podrá instalar un transformador de 50 kVA y un transformador de 30 kVA para redistribuir mejor las cargas y tener bajos valores de caída de tensión en los circuitos secundarios.

4.2.2 Cálculo método propuesto. Ejemplo

- Usuarios: 80
- Consumo: 200 Kwh/mes/cliente
- Factor de potencia de 0.92
- Desarrollando la simulación en MatLab tenemos los siguiente resultados:

METODO PROPUESTO		
Factor A (M)	87.9875	
Factor B (N)	0.6606	kW
Pérdidas fijas (Hierro)	234.248	W
Pérdidas variables (Cobre)	943.218	W
USD / kVA	2.393	
kVA (Sin sobrecarga)	63.179	kVA
kVA (Sobrecarga del 20%)	50.543	kVA
Transformador	50	kVA

- Por lo tanto se recomienda instalar un transformador de 50kVA.
- También como segunda recomendación, se podrá instalar dos transformadores de 30 kVA para redistribuir mejor las cargas y tener bajos valores de caída de tensión en los circuitos secundarios.

4.2.3 Comparación de resultados obtenidos

- Comparando ambos métodos de cálculo, el método tradicional y el método propuesto, podemos concluir que obtenemos la optimización en el dimensionamiento de transformadores puesto que con el método propuesto obtenemos un valor de **63.176 kVA**. Mientras que con el método tradicional obtenemos un valor de **84.754 kVA** de demanda de diseño sin sobrecarga.
- Si en ambos métodos consideramos un valor de sobrecarga del 20%, los transformadores seleccionados serian:
 - Método propuesto: 50 kVA.
 - Método tradicional: 75 kVA.
- Con este ejercicio práctico, demostramos que para satisfacer a 85 usuarios, con categoría de Estrato de Consumo tipo C, se requiere un transformador de capacidad menor en relación con el que se hubiese instalado si se utiliza el método tradicional usado por las empresas eléctricas distribuidoras.

- Se obtiene una optimización de 25kVA, lo que produce una reducción de pérdidas, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento

4.3 *Análisis de sensibilidad*

Es importante hacer un análisis de la variación de los parámetros más importantes que intervienen en los costos del transformador, cálculos de pérdidas y escalas de consumo, pues, de los valores que tomen estos parámetros de cálculos dependerá de la solución del problema.

La variación de los parámetros que intervienen en la determinación de los costos por kVA, más las pérdidas fijas y variables, permiten determinar la influencia de estos sobre dichos costos.

Para el análisis los parámetros que varían son:

- El costo social de energía.
- La tasa de crecimiento anual de la demanda
- Costos de inversión del transformador
- Factor de recuperación del capital

CONCLUSIONES

- Los transformadores de distribución del país tienen un alto grado de subutilización y una baja utilización financiera.
- La optimización del activo fijo más costoso de la red de distribución puede traer una consecuente reducción del calibre de los conductores en los alimentadores de las redes secundarias y acometidas.
- Las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución, depende principalmente de la tecnología y materiales que se empleen en su fabricación; por esta razón se suelen tener valores diferentes de pérdidas o valores no tan exactos, tanto de pérdidas en vacío **P_o** , como de pérdidas con carga **P_{cu}** , según la casa fabricante.
- El factor de utilización no indica el estado de carga de los transformadores de distribución, pues un factor de utilización alto, no implica que el elemento esté sobrecargado.
- El programa de optimización propuesto presenta flexibilidad para hacer el cálculo de la demanda de diseño para cualquier cantidad de usuarios.
- De igual manera, el programa de optimización brinda disposición para hacer el cálculo de la demanda de diseño para cualquier categoría de estrato de consumo.
- El método tradicional usado por las Empresa Eléctricas Distribuidoras es un método que utiliza rangos de estratos de consumo para el cálculo del dimensionamiento del transformador. Esto provoca que el dimensionamiento no sea adecuado.
- En el método propuesto, el factor B (N) que relaciona la energía consumida por mes y por cliente con la demanda máxima, no debe ser discreto, es decir, no es óptimo que se maneja en rangos o escalas de consumo

(kwh/mes/usuario).

- En el método propuesto, permite flexibilidad para cualquier demanda de consumo **kwh/mes/usuario**, por lo tanto este método resulta más óptimo para el dimensionamiento de transformadores.
- El problema de optimización calcula los kVA necesarios para satisfacer la demanda, considerando los costos de inversión, perdidas fijas y variables en el transformador.
- El mayor porcentaje de costos se tiene en las pérdidas, por lo tanto, es preferible que aumente el costo de inversión en la fabricación del transformador, empleando nuevos materiales y nueva tecnología, para reducir las pérdidas.
- El estudio de los transformadores de distribución es un campo que puede llegar a generar muchas investigaciones, que redunden en un mejor aprovechamiento de los recursos no renovables del sistema actual.

RECOMENDACIONES

- Las Empresas Eléctricas del Ecuador requieren nuevas metodologías de análisis aplicables al sistema de distribución con el fin de optimizar el dimensionamiento de los transformadores considerando las restricciones operativas del problema y una planificación óptima.
- En las redes de distribución el mantenimiento en servicio de un transformador de distribución no debería extenderse hasta el punto en que falle (final de la vida útil), sino solo hasta el momento en que es más económico reemplazarlo con otro transformador.
- Las Empresas Eléctricas, deben realizar estudios del reemplazo de transformadores de distribución antiguos por nuevos, con la finalidad de asegurar de que estos operan con la mayor eficiencia técnica – económica posible.
- Es de gran importancia realizar un análisis continuo de todos los equipos que componen los sistemas eléctricos de potencia, bien sean, de generación, transmisión y distribución, para llegar a optimizar la calidad del servicio y así mismo hacer buen uso de los recursos utilizados para estos procesos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. A. Londoño Posso, Julián Mauricio. Hincapié Isaza, Ricardo Alberto y Gallego Rendón, "Planeamiento de Redes de Baja Tensión, utilizando un modelo trifásico.," vol. 21, pp. 41–56, 2011.
- [2] Conelec, "Boletín estadístico sector eléctrico ecuatoriano," vol. Capítulo 4, p. 132, 2011.
- [3] Conelec, "Plan maestro de electrificación," vol. Capítulo 2, pp. 18–30.
- [4] A. A. Sallam, *Electric Distribution System*, 2010. pp. 13–25.
- [5] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, 2010. pp. 20–30.
- [6] E. E. Staff del M.I.T., *Circuitos magnéticos y transformadores*, Reverte S. Barcelona, 2003, pp. 121–149.
- [7] Orlando Giraldo, "Nueva Visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoamericanas , Universidad Tecnológica , Pereira , Colombia Sales and Operations Manager , HJ International L . A . 3010 Hi," pp. 4–9, 2010.
- [8] W. Kersting, *Distribution System Modeling Analysis*, CRC Press. 2010, pp. 13–21.
- [9] J. C. CAMPOS AVELLA, "Eficiencia energética en transformadores eléctricos, 2009," pp. 4–26.
- [10] norma I. R. de distribución Ec.nte.1753.1990, "INEN," vol. 1753, 1990.
- [11] M. ALVAREZ PULIDO, *Transformadores Cálculo fácil de transformadores y autotransformadores Monofásicos Trifásicos de baja tensión*, Edit. Alfaomega. 2009, pp. 48–56.
- [12] Empresa Eléctrica Quito, "Normas para sistemas de distribución, parte A. Guía para diseño de redes para distribución, actualización.," 2014.
- [13] M. Pollitt, "BENCHMARKING AND REGULATION OF ELECTRICITY TRANSMISSION AND," 2000.
- [14] U. De Tarapaca, "Hugh Rudnick Raul Sanhueza," no. April, pp. 9–12, 2004.
- [15] T. Committee, *IEEE Standards*, no. December. 2002.
- [16] J. a. Jardini, H. P. Schmidt, C. M. V. Tahan, C. C. B. De Oliveira, and S. U. Ahn, "Distribution transformer loss of life evaluation: a novel approach based on daily load profiles," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 361–366, 2000.

- [17] J. Moreno, R. Moreno, and S. Mocarquer, "Determinación de un Parque Óptimo de Transformadores para una Empresa Modelo de Distribución," pp. 1–6.
- [18] S. Of, D. Transformer, E. Characteristics, B. On, and L. A. Costs, "N _____ NCrN _ R) NNC _____] NfN," vol. 75, no. 7, pp. 2236–2242, 1982.
- [19] M. V. Gangel, "Distribution Transformer Load Characteristics," no. August, 1965.
- [20] O. L. Sánchez, J. Velasco, and C. Arturo, "Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución Designing an application for managing distribution transformer load," vol. 26, no. 3, pp. 85–92, 2006.
- [21] O. Ing Fata, E. Ing Bonavita, A. a. Ing. Albanese, and H. O. Dr. Ing. Pascual, "Determinación del factor de carga de pérdidas de energía en redes eléctricas de media tensión mediante el uso de redes neuronales," *CIDEL Argentina*, pp. 1–6, 2010.
- [22] M. V. Gangel, "Distribution Transformer Load Characteristics," *Distribution*, no. August, 1965.
- [23] Conelec, "CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS," *Rev. Iberoam.*, vol. 1, no. 2713, pp. 1–15, 2005.
- [24] R. A. Ivan, Bolaños Ruben /Hincapié Isaza, "Reubicación óptima de transformadores de distribución usando el algoritmo multiobjetivo de optimización NSGA II," 2013.
- [25] INEN, "Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2394:2007," vol. 2394, 2007.
- [26] I. Cabezas and J. D. Páez, "Matlab, Toolbox de optimización, Aplicaciones en ciencias económicas \n," 2010.
- [27] S. J. Vest, "Estimating Kw Demand ror Future Loads on Rural Distri6ution Systems L _ - I -," no. August, pp. 652–655, 1957.
- [28] L. B. Altma, "Load characteristics of Southeastern Iowa Farms Using Electric Rangers," 1955.
- [29] M. J. Cánovas, *Optimización Matemática aplicada. Enunciados, ejercicicos y aplicaciones del mundo real con MatLab*. 2010.
- [30] J. Zhao-xia and C. Xiao-peng, "Optimization of distribution transformer capacity based on comprehensive economic perspective," *2011 IEEE Power Eng. Autom. Conf.*, pp. 376–381, Sep. 2011.

ANEXO

CODIGO DESARROLADO EN MATLAB:

```
% Optimización de capacidad de transformadores de distribución
% minimizando costos de
% inversión y operación.
% Autores Santiago Cajas,
% Tutor: Diego Arias
% Febrero 2015

%
=====

    clc; clear;

% Datos
r = 10; % tasa de descuento en %
n = 30; % vida útil proyecto en años
frc = (r*0.01)/(1-(1/(1+r*0.01)^n)); % factor de recuperación del
capital

a1 = 300; % Costo de inversión transformador 1
USS/kVA

Con= 300; % Categoria de usuario. kWh/mes/usuario.
C=35; %número de usuarios

% CE = Costos de energia
% EV = Costos por energia
% FC = Factor de carga
% FPe = Factor de perdidas

% Funcion para obtener los dólares/kVA
KVA=[5 10 15 25 37.5 50 75 100]; %KVA monofásicos
Precio=[220 121 90.667 68.2 56.853 51.2 41.333 39]; %USD/KVA
p=polyfit(KVA,Precio,2);

% Funcion para obtener el factor B(N)
kWhr=[50 100 150 200 250 300 360 420 480 550 600]; %kW de consumo al mes
Cons=[0.189 0.348 0.497 0.641 0.784 0.923 1.08 1.24 1.4 1.58 1.7];
%valor semana
N=polyfit(kWhr,Cons,2);

FC=0.8; %Factor de carga
FPe=0.3*FC+0.7*(FC^2); %Factor de pérdidas
Fsc=0.8; %factor de sobrecarga
Fpo=0.92; % factor de potencia
V=220; %Voltaje

%
=====
% Anualizaciones de los costos de inversion
%a1 = 300*a1*frc; % USS/KVA anuales
b1=0.10; %costo USD/KWh
```

```

t=8760; % tiempo de evaluación.

% Define funcion de costo esta en myfun
% A = -[1 0 0];
% b = -[Dmax*Fsc/Fpo; 0; 0];

A=[];
b=[];

%x(1): KVA
%x(2): Po Perdidas al vacio (hierro)
%x(3): Perdidas en el cobre
%x(4): USD/KVA
%%x(5): Factor A(M)
%x(6): Factor B(N)

lb = [0 0 0 0 0 0]; %limites inferiores
ub = [150 1000 1000 300 350 2]; %limites Superiores

x0 = [40;0;0;0;6.7;0]; % Condiciones Iniciales

options = optimset('Algorithm', 'active-set','Display','iter','TolX',1e-
3,'TolFun',1e-3,'TolCon',1e-2);
%options = optimset('Algorithm', 'interior-
point','Display','iter','TolX',1e-3,'TolFun',1e-3,'TolCon',1e-2);

[x, fval, exitflag, output, Lambda] = fmincon(@(x)myfun(x,a1,FPe,t,b1),
x0, A, b, [], [], lb, ub, @(x)const(x,Dmax,Fsc,Fpo,C,frc,Con),options);

%Lam = [Lambda.ineqlin];

PID = fopen('RPlan_Cen.res','w+');

fprintf(PID,'\n Dimensionamiento Optimo de Transformadores de
Distribución \n');
fprintf(PID,' CASO : xxxxxx1 \n');
fprintf(PID,' ===== \n\n');
fprintf(PID,'\n xxxxx\n');
fclose(PID);

function [cinq ceq] = const(x,Dmax,Fsc,Fpo,C,frc,Con)
%x(1): KVA
%x(2): Po Perdidas al vacio o fijas (hierro)
%x(3): Perdidas variables en el cobre
%x(4): USD/KVA
%x(5): Factor A(M)
%x(6): Factor B(N)

% Fsc: Factor de sobrecarga
% Fpo: Factor de Perdidas

%Factor A(M)

```

```

%Factor B(N)

% Dmaxc=FA*FB          %Demanda maxima coincidente = FactorA x  FactorB
% DD= (Dmaxc+ %Perdidas+ DemandaA/P)/Fpo          %Demanda de diseño DD
DemAP=18*200/1000;      %Demanda A/P luminarias de 200W

% Restricciones
% ----- Nonlinear inequality constraints -----
cinq= (x(5)*x(6)+DemAP)/(Fpo)-x(1);
%cinq=[];

% ----- Nonlinear equality constraints -----
% Perdidas al vacio (Hierro)
ceq(1) = x(2)-10.514*(x(1))^0.7486;

% Perdidas en el cobre
ceq(2) = x(3)+0.0103*x(1)^2-13.892*x(1)-106.65;

%calculo de USD/KVA anualizado
ceq(3)= (0.0342*x(1)^2 -4.782*x(1)+188.17)*frc-x(4);

% Calculo del factor A(M)
ceq(4)=(C*(1-0.4*C+0.4*(C^2+40)^(1/2)))-x(5);

% Calculo del factor B(N)
ceq(5)=0.0031*Con+0.0406-x(6);

%MYFUN Summary of this function goes here
%x(1): KVA
%x(2): Po  Perdidas al vacio (hierro)
%x(3): Perdidas en el cobre
%x(4):  USD/KVA
%x(5): Factor A(M)

%b1=0.1;          %costo USD/KWh
% Detailed explanation goes here

function f = myfun(x,a1,FPe,t,b1)          %funcion objetivo

f = x(4)*x(1)+(x(3)+x(2))*FPe*t*b1;

end

```